



**ООО «СВЗК»**

**Свидетельство СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

**Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7  
Родинского месторождения**

**Проектная документация**

**Раздел 10 "Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами"**

**Часть 2 "Перечень мероприятий по гражданской обороне,  
мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций  
природного и техногенного характера"**

**ПИР0001.001-ГОЧС**

**Том 10.2**

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|------|--------|-------|------|
|      |        |       |      |
|      |        |       |      |
|      |        |       |      |



**ООО «СВЗК»**

**Свидетельство СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

**Заказчик ООО «ННК-Самаранефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7  
Родинского месторождения**

**Проектная документация**

**Раздел 10 "Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами"**

**Часть 2 "Перечень мероприятий по гражданской обороне,  
мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций  
природного и техногенного характера"**

**ПИР0001.001-ГОЧС**

**Том 10.2**

**Заместитель Генерального Директора**

**К.С. Кузнецов**

**Главный инженер проекта**

**Т.А. Драгина**

**2023**

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

| Обозначение           | Наименование                  | Примечание |
|-----------------------|-------------------------------|------------|
| ПИР0001.001-ГОЧС-С    | Содержание тома 10.2          | 2          |
| ПИР0001.001-ГОЧС-П-СП | Состав проектной документации | 3          |
| ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ   | Текстовая часть               | 7          |

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

| Изм       | Кол.уч. | Лист     | Недок | Подп.              | Дата  |
|-----------|---------|----------|-------|--------------------|-------|
|           |         |          |       |                    |       |
| Разраб.   |         | Миронова |       | <i>[Signature]</i> | 04.23 |
| Проверил  |         |          |       |                    | 04.23 |
| Нач. отд. |         |          |       |                    | 04.23 |
| Н. контр. |         |          |       |                    | 04.23 |
| ГИП       |         | Драгина  |       | <i>[Signature]</i> | 04.23 |

|                      |      |        |  |  |  |
|----------------------|------|--------|--|--|--|
| ПИР0001.001-ГОЧС-С   |      |        |  |  |  |
| Содержание тома 10.2 |      |        |  |  |  |
| Стадия               | Лист | Листов |  |  |  |
| П                    |      | 1      |  |  |  |
| ООО «СВЗК»           |      |        |  |  |  |



2.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы.....14

**3 Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.....15**

3.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами.....15

3.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте .....17

3.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций природного характера на проектируемом объекте.....20

3.3.1 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства .....20

3.3.2 Результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте.....26

3.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к ЧС техногенного и природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами..26

3.4.1 Расчет объема и площади пролива нефти при разгерметизации проектируемых трубопроводов.....28

3.4.2 Расчет объема загрязненного грунта, нефти, впитавшейся в грунт .....31

3.4.3 Расчет последствий аварийных ситуации, связанных с возгоранием аварийных разливов нефти в результате разгерметизации выкидного трубопровода.....34

3.4.4 Расчет последствий аварийных ситуации, связанных с взрывом облака ТВС в результате разгерметизации выкидного трубопровода .....37

3.4.5 Расчёт зон загазованности.....37

3.4.6 Вывод о результатах расчета границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на проектируемом оборудовании .....38

3.5 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных ЧС природного и техногенного характера .....38

3.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта.....39

3.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте .....39

3.7.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ.....39

3.7.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ.....40

3.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиационными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений .....40

3.8.1 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций, обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиационными веществами .....40

|               |              |              |      |         |      |       |       |      |
|---------------|--------------|--------------|------|---------|------|-------|-------|------|
| Инва. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |      |         |      |       |       |      |
|               |              |              | Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |

3.8.2 Сведения по мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта .....41

3.8.3 Сведения по мониторингу опасных природных процессов и явлений .....41

3.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах.....41

3.10 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями .....42

3.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации ЧС и их последствий.....43

3.12 Технические решения по системам оповещения о ЧС (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов).....43

3.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при ЧС и их ликвидации.....45

3.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при ЧС природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС.....45

**4 Перечень используемых сокращений и обозначений .....46**

**5 Перечень федеральных законов и нормативных правовых актов Российской Федерации, использованных при разработке раздела «ПМ ГОЧС» .....47**

**Приложения .....49**

    Приложение А Копия перечня исходных данных МЧС .....49

    Приложение Б Выписка из единого реестра сведений о членах СРО .....51

**Таблица регистрации изменений .....53**

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

# 1 Общие положения

## 1.1 Данные об организации-разработчике раздела «ПМ ГОЧС»

Раздел ПМ ГОЧС для объекта «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения», разработан специалистами ООО «СВЗК».

Адрес: 443090, г. Самара, ул. Ставропольская, д.3, оф.402.

## 1.2 Сведения о наличии у организации-разработчика раздела «ПМ ГОЧС» свидетельства о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

ООО «СВЗК» осуществляет свою деятельность на основании Свидетельства СРО № П-2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.

## 1.3 Исходные данные, полученные для разработки раздела «ПМ ГОЧС»

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании задания на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения», утвержденного Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г. (ПИР0001.001-ПЗ-01).

## 1.4 Краткая характеристика проектируемого объекта, его местоположения и основных технологических процессов

### 1.4.1 Общие сведения о районе работ

В административном отношении участок работ расположен в Шенталинском районе Самарской области. Административный центр – железнодорожная станция Шентала, находится в 7,9 км югу от района работ.

Шенталинский район граничит на севере и северо-востоке с республикой Татарстан, на западе с муниципальным районом Челно-Вершинский, на юге и юго-западе — с муниципальными районами Иса克林ский и Сергиевский, на востоке — с Клявлинским районом Самарской области.

Ближайшими населенными пунктами являются:

- с. Старая Шентала, расположено в 2,2 км севернее от скв.№5;
- с. Багана, расположено в 3,4 км юго-западнее от скв.№5;
- п. Верхняя Хмелевка, расположен в 2,7 км южнее района работ;
- с. Новая Шентала, расположено в 1,5 км восточнее района работ.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. Районные центры связаны автомобильным сообщением с областным центром и со всеми сельскими населенными пунктами района. В 0,8 км восточнее участка работ проходит автомобильная дорога «Урал»-Исаклы-Шентала» (36К-191), в 1,7 км к северо-западу проходить автомобильная дорога «Исаклы-Шентала»-Крепость Кондурча, межпоселковые асфальтированные автодороги, а также сеть проселочных дорог.

Ближайшая ветка «Москва — Ульяновск — Уфа» Куйбышевской железной дороги проходит в 5,4 км северо-западнее района работ.

Обзорная схема района работ приведена на рисунке 1.1.

|              |              |              |    |        |      |      |       |      |                     |      |
|--------------|--------------|--------------|----|--------|------|------|-------|------|---------------------|------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |    |        |      |      |       |      |                     | Лист |
|              |              |              |    |        |      |      |       |      |                     |      |
|              |              |              | Из | Кол.уч | Лист | №док | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | 4    |





Для мониторинга коррозии в точках подключения выкидного трубопровода от скважин № 3,5,7 к измерительной установке предусматривается узел контроля скорости коррозии.

Для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в технологической обвязке устья скважины предусмотрен штуцер для периодической пропарки выкидной линии. На нефтегазосборном трубопроводе установлены узлы пуска и приема средств очистки и диагностики.

Расчетная производительность ДНС «Смагинская» по жидкости составляет 1500 м3/сут., фактическая – 1060 м3/сут.

С учетом ввода проектируемых скважин № 50, 3, 5, 7 будет дополнительно поступать 128,4 м3/сут.

Суммарный объем поступающей жидкости с учетом проектируемой скважины 1188,4 м3/сут не превысит проектную производительность УПСВ «Смагинская».

В соответствии с пп. 49, 731 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проектной документации предусмотрено автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонении давления в выкидных трубопроводах от скважин № 3,5,7 выше 4,3 МПа и ниже 0,2 МПа.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 (ПИР0001.001-ИЛО5-07-02).

### **1.5 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта**

Санитарно-защитная зона для объекта – «Сбор нефти и газа со скважин № 3,5,7 Родинского месторождения» - в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» разрабатывается в томе 7.1. ПИР0001.003-П -ООС-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Размещение объекта капитального строительства указано на листе ПИР0001.001-П-ИЛО2-Ч-001.

|              |              |              |                     |        |      |       |       |      |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|--------|------|-------|-------|------|------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |                     |        |      |       |       |      | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |        |      |       |       |      |      |
|              |              |              | Из                  | Кол.уч | Лист | Недок | Подл. | Дата |      |

## 2 Перечень мероприятий по гражданской обороне

### 2.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне

Перечень мероприятий ГО в Российской Федерации разрабатываются с учетом категорий организаций по гражданской обороне.

Отнесение организаций к категориям по ГО осуществляется в порядке, определяемом постановлением Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 г. № 804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения».

ООО «ННК-Самаранефтегаз» категория по ГО не присвоена. В ООО «ННК-Самаранефтегаз» отсутствует мобилизационное задание. ООО «ННК-Самаранефтегаз» приостанавливает работу в военное время. Письмо о работе в военное время и категории ГО ООО «ННК-Самаранефтегаз» приведено в Приложении И.

Характер производства работ не предполагает возможности переноса деятельности в военное время в другое место.

### 2.2 Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне и объектов особой важности по гражданской обороне

В соответствии с СП165.1325800.2014 Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 обоснование удаления объекта строительства от организаций, отнесенных к категориям по ГО, и территориям, отнесенным к группам по ГО, выполняется для групп новых промышленных предприятий, аэропортов, радиоцентров и других объектов, перечисленных в п.п. 5.12 СП 165.1325800.2014.

Ближайший город, категоризованный по ГО – г. Самара, находящийся ориентировочно в 190 км от объекта проектирования. Город Самара в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 3.10.1998 г. № 1149 «О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне», является территорией, отнесенной к I группе по гражданской обороне.

Удаление проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по гражданской обороне не требуется.

### 2.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки

В соответствии с исходными данными и требованиями ГУ МЧС России по Самарской области (Приложение А) и с табл. А1 Приложения А СП 165.1325800.2014 и проектируемый объект расположен:

- вне зоны границ возможных сильных разрушений при воздействии избыточного давления воздушной ударной волны и общего действия обычных средств поражения;
- вне границ зон возможных разрушений при воздействии избыточного давления воздушной ударной волны и общего действия обычных средств поражения;
- вне зоны возможного радиоактивного загрязнения;
- вне зоны возможного опасного химического заражения;
- в границах зон возможных сильных разрушений от взрывов, происходящих в мирное время в результате аварий.

В соответствии с п.3.15 ГОСТ Р 55201-2012 проектируемый объект расположен в зоне световой маскировки.

Ситуационный план и границы зон возможных опасностей на проектируемом объекте представлены в графической части на листе 3.

|              |              |              |    |        |      |      |       |      |                     |      |
|--------------|--------------|--------------|----|--------|------|------|-------|------|---------------------|------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |    |        |      |      |       |      |                     | Лист |
|              |              |              |    |        |      |      |       |      |                     |      |
|              |              |              | Из | Кол.уч | Лист | №док | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |      |

## **2.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции**

Проектируемый объект приостанавливает свою производственную деятельность в особый период. Письмо о работе в военное время приведено в Приложении И.

Проектируемый объект является стационарным.

Характер производства не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место. Демонтаж сооружений и оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

## **2.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности в военное время**

Проектируемый приостанавливает свою деятельность в военное время, объект не является объектом, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, в связи с чем, численность дежурного и линейного персонала для обеспечения его жизнедеятельности не рассчитывается.

## **2.6 Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне**

Проектируемые сооружения являются некатегорированными объектами по ГО.

## **2.7 Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий**

Организация и осуществление оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, проводится в соответствии с приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения».

Одновременно с оповещением населения в условиях войны путем передачи речевой информации с использованием всех каналов проводного, радио- и телевизионного вещания сигналы ГО передаются в диспетчерские службы ООО «ННК-Самаранефтегаз».

Обслуживающий персонал Родинского месторождения ООО «ННК-Самаранефтегаз» обеспечен существующей сотовой связью.

Принципиальная схема оповещения по сигналам ГО приведена на рис. 2.1.

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Изн. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |
|--------------|--------------|--------------|

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изн. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подл. | Дата |
|------|---------|------|--------|-------|------|

|                     |  |  |  |  |      |
|---------------------|--|--|--|--|------|
| ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |  |  |  |  | Лист |
|                     |  |  |  |  | 8    |

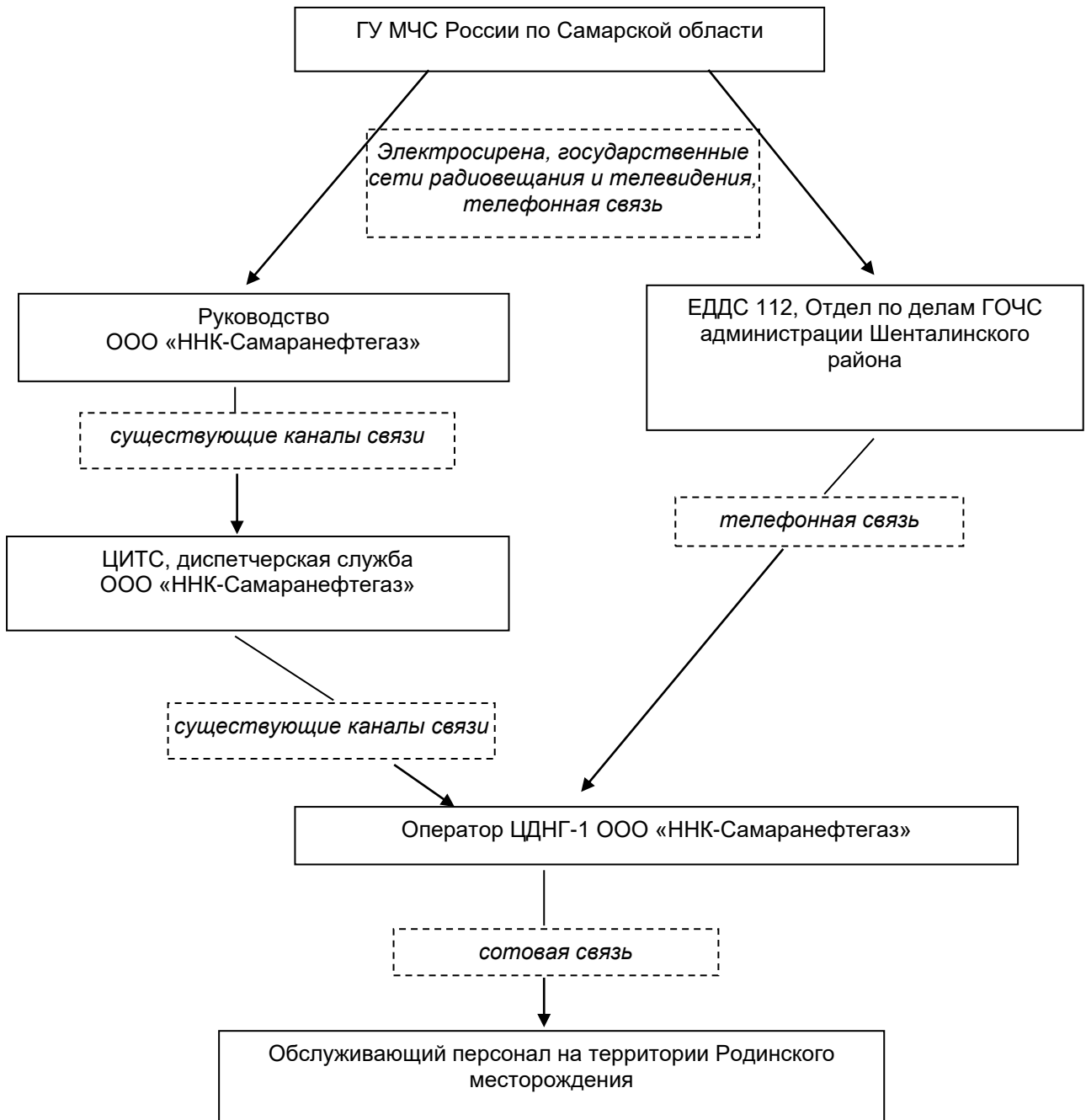


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема оповещения по сигналам ГО

## 2.8 Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта

Проектируемый объект расположен в Самарской области, которая, в соответствии с п.3.15 ГОСТ Р 55201-2012, входит в зону светомаскировки.

Световая маскировка городских округов и поселений, объектов капитального строительства, входящих в зону маскировки объектов и территорий должна предусматриваться в двух режимах: частичного затемнения и ложного освещения (п.10.3 СП 165.1325800.2014).

Стационарное наружное прожекторное освещение на площадках – не требуется. Для безопасности эксплуатации объекта и при проведении ремонтных работ обслуживающим персоналом предполагается использование переносных фонарей и светильников.

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Изн. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |
|--------------|--------------|--------------|

|      |        |      |       |       |      |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изн. | Кол.уч | Лист | № док | Подл. | Дата |
|------|--------|------|-------|-------|------|

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

9

В аварийном режиме, для временного освещения технологических площадок, предусматриваются переносные световые приборы с аккумуляторными батареями.

Типы светильников и род проводки соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ. Переносные световые приборы применяются с энергосберегающими лампами и высоким коэффициентом мощности.

Таким образом, мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта в данной проектной документации не разрабатываются.

## 2.9 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ

Для проектируемого объекта решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ не разрабатываются ввиду отсутствия источников водоснабжения.

В случае ЧС вода будет подаваться персоналу с помощью передвижных средств в герметичных емкостях.

Согласно ВСН ВК4-90 минимальное количество воды питьевого качества составляет 31 л на одного человека в сутки. Емкости для доставки и хранения питьевой воды должны соответствовать требованиям органов Санэпиднадзора, а также должны соответствовать требованиям ВСН ВК4-90:

- оснащены фильтрами-поглотителями;
- герметичны;
- обеспечены эффективной циркуляцией и обменом в них всей массы воды, исключающие отложение осадков и появления обрастаний.

## 2.10 Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)

В соответствии с СП 165.1325800.2014, проектируемый объект не попадает в зону возможного радиоактивного загрязнения (заражения).

Следовательно, режим радиационной защиты на территории проектируемого объекта не предусмотрен.

## 2.11 Решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов

Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по объектам поражающих факторов современных средств поражения предусматривают следующее:

На площадке приустевой нефтяной скважины № 3, 5, 7 технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение температуры в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- местное измерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- автоматическое отключение станции управления насосом (ЭЦН) при повышении и понижении линейного давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- передачу данных о параметрах работы станции управления насосом (ЭЦН) по интерфейсу RS-485 (дистанционное чтение и изменение уставок, дистанционный запуск и останов скважины);

|               |              |              |                     |       |      |  |  |  |      |
|---------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Индв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |                     |       |      |  |  |  | Лист |
|               |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |  | 10   |
| Изд           | Кол.уч       | Лист         | № док               | Подл. | Дата |  |  |  |      |

- передачу данных от счетчика электроэнергии в подстанции трансформаторной (КТП) по интерфейсу RS-485;
- телесигнализацию об аварии станции управления насосом (ЭЦН);
- телесигнализацию о пожаре в подстанции трансформаторной (КТП);
- телесигнализацию о неисправности охранно-пожарной сигнализации в подстанции трансформаторной (КТП);
- телесигнализацию открытия входной двери в подстанции трансформаторной (КТП);
- контроль состояния воздушной среды (ДВК) на скважинах 3, 5;
- контроль состояния воздушной среды (ПДК) на скважинах 7;
- телесигнализацию при повышенной загазованности 20% НПВ, 40% НПВ на площадке устья скважины 3, 5;
- телесигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке устья скважины 7
- местную световую и звуковую сигнализацию при повышенной загазованности 20% НПВ, 50% НПВ на площадке устья скважины;
- местную световую и звуковую сигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке устья скважины 7.

На площадке дренажной емкости ДЕ-1 технические средства автоматизации обеспечивают:

- телесигнализацию верхнего уровня в ДЕ-1;
- контроль состояния воздушной среды (ПДК) на площадке ДЕ-1;
- телесигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке ДЕ-1;
- местную световую и звуковую сигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке ДЕ-1.

Технические средства автоматизации АГЗУ обеспечивают:

- местное измерение давления в трубопроводе на входе и выходе АГЗУ;
- телеизмерение температуры в трубопроводе на выходе из АГЗУ;

Проектом предусматривается передача данных от аппаратного отсека по интерфейсу RS-485.

А также, передачу информации:

- Суточный дебет;
- Давление в общем коллекторе;
- Положение ПСМ;
- Состояние АГЗУ;
- Управление ПСМ;
- Несанкционированный доступ;
- Загазованность в АГЗУ;
- Пожар;
- Неисправность шлейфов ППК.

Настоящим проектом в соответствии с заданием на проектирование объекта (см. ПИР0001.001-П-ПЗ-01) предусматривается подключение объектов автоматизации к действующей автоматизированной системе диспетчерского контроля и управления ООО«ННК-Самаранефтегаз», центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) «Суходол», построенной на базе SCADA «Телескоп+».

Площадка приустьевая нефтяной скважины № 3, 5, 7 станция управления, подстанция трансформаторная являются объектами автоматизации.

На площадке скважины №3, 5, 7 организуется отдельный КП телемеханики (с абонентским номером в АСДУ) на базе терминального контроллера.

Вся информация от объектов автоматизации, расположенных в районе приустьевой нефтяной скважины № 3, 5, 7 передается на терминальный контроллер. Информация от штатного контроллера станции управления насосом (ЭЦН), вычислителя БЭСКЖ (в комплекте со счетчиком количества жидкости СКЖ), счетчика электроэнергии, аппаратного отсека АГЗУ передается на терминальный контроллер по интерфейсу RS-485 с использованием протокола ModBus RTU. Контроллер осуществляет преобразование информации, поступающей от датчиков с аналоговыми, дискретными и цифровыми выходными сигналами и передачу обработанной информации в ЦСОИ «Суходол» по средствам GPRS/GSM модема, предусмотренного в разделе «Сети связи». Проектом предусматривается контроль превышение дозрыивоопасной

|              |              |              |                     |       |      |  |  |  |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Изн. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |  | Лист |
|              |              |              |                     |       |      |  |  |  | 11   |
| Изн.         | Кол.уч.      | Лист         | № док               | Подл. | Дата |  |  |  |      |

концентрации (ДВК) от 20 до 40% НПВ на площадке устья скважины №3, 5 и контроль повышенной загазованности 3 мг/м<sup>3</sup> на площадке устья скважины 7. Информация о превышении дозрывоопасной концентрации на площадке устья скважины №3, 5, 7 и дренажной емкости ДЕ-1 по дискретным сигналам и по интерфейсу RS-485 с использованием протокола передачи данных ModBus RTU передается на терминальный контроллер.

Технические средства автоматизации в шкафу КИПиА обеспечивают:

- телесигнализацию понижения температуры в шкафу КИПиА ниже +10°С;
- телесигнализацию несанкционированного доступа в шкаф КИПиА;
- телесигнализацию отсутствия напряжения питания в шкафу КИПиА.

Терминальный контроллер, вторичные приборы, электроаппаратура и оборудование связи устанавливаются в шкафу КИПиА наружного исполнения, расположенного на площадке под шкаф КИПиА.

Таким образом, создаваемая система обеспечивает:

- работу объектов в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- дистанционный контроль и управление комплектными объектами из диспетчерского пункта по физическому интерфейсу связи RS-485;
- аварийную и технологическую сигнализацию в ЦСОИ «Суходол».

Устойчивое функционирование объектов автоматизации обеспечивается следующими условиями:

- применение электроснабжения с применением источников бесперебойного питания с временем работы от аккумуляторной батареи 1 час;
- применение устройств грозозащиты;
- заземление оборудования, электропитания, грозозащиты, шкафов КИПиА;
- применение мероприятий физической защиты оборудования (контроль несанкционированного доступа в шкаф КИПиА, наличие запирающего устройства, защищающее от самооткрывания и обеспечивающее фиксацию в открытом положении).

## 2.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения

Для повышения эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения на проектируемом объекте предусматривается:

- Перевод потенциально опасных предприятий на современные более безопасные, технологии или вывод их из населенных пунктов;
- Внедрение автоматизированных систем контроля и управления за опасными технологическими процессами;
- Разработка системы безаварийной остановки технологии сложных производств;
- Внедрение систем оповещения и информирования о ЧС;
- Защита людей от поражающих факторов ЧС;
- Снижение количества опасных веществ и материалов на производстве;
- Наличие и готовность сил и средств для ликвидации ЧС;
- Улучшение технологической дисциплины и охраны объектов.

Для реализации каждого из этих направлений проводятся организационные, инженерно-технические и специальные мероприятия.

Организационными мероприятиями обеспечиваются заблаговременная разработка и планирование действий органов управления, сил и средств, всего персонала объектов при угрозе возникновения ЧС.

Такие мероприятия включают:

- прогнозирование последствий возможных ЧС и разработку планов действий как на мирное, так и на военное время, учитывая весь комплекс работ в интересах повышения устойчивости функционирования объекта;
- создание и оснащение центра аварийного управления объекта и локальной системы оповещения;
- подготовку руководящего состава к работе в ЧС;
- создание специальной комиссии по устойчивости и организации ее работы;

|              |              |              |                     |        |      |      |       |      |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|--------|------|------|-------|------|------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |                     |        |      |      |       |      | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |        |      |      |       |      |      |
|              |              |              | Из                  | Кол.уч | Лист | №док | Подл. | Дата |      |

- разработку инструкций (наставлений) по снижению опасности и возникновения аварийных ситуаций, безаварийной остановке производства, локализации аварий и ликвидации последствий, а также по организации восстановления нарушенного производства;
- обучение персонала соблюдению мер безопасности, порядку действий при возникновении чрезвычайных ситуаций, локализации аварий и тушению пожаров, ликвидации последствий и восстановлению нарушенного производства;
- подготовку сил и средств локализации аварийных ситуаций и восстановления производства;
  - подготовку эвакуации населения из опасных зон;
  - определение размеров опасных зон вокруг потенциально опасных объектов;
  - проверку готовности систем оповещения и управления в ЧС;
  - организацию медицинского наблюдения и контроля за состоянием здоровья лиц, получивших различные дозы облучения.

Инженерно-техническими мероприятиями осуществляется повышение физической устойчивости зданий, сооружений, технологического оборудования и в целом производства, а также создание условий для его быстреего восстановления, повышение степени защищенности людей от поражающих факторов ЧС. К ним относятся:

- создание на всех опасных объектах системы автоматизированного контроля за ходом технологических процессов;
- создание локальной системы оповещения о возникновении ЧС персонала объекта, населения, проживающего в опасных зонах (радиоактивного, химического и биологического заражения, катастрофического затопления и т.п.);
  - противопожарные мероприятия;
  - сокращение запасов и сроков хранения взрыво-, газо- и пожароопасных веществ, обвалование емкостей для хранения, устройство заглубленных емкостей для слива особо опасных веществ из технологических установок;
- безаварийная остановка технологически сложных производств;
- локализация аварийной ситуации, тушение пожаров, ликвидация последствий аварий и восстановление нарушенного производства;
  - дублирование источников энергоснабжения;
  - защита водоисточников;
  - защита наиболее ценного и уникального оборудования;
  - создание устойчивой системы материально-технического снабжения;
  - создание устойчивой системы управления;
  - подготовку к быстрому восстановлению нарушенного производства.

## **2.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработке техники**

Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработке техники проектной документацией не предусматриваются.

## **2.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта**

Проектируемый объект не является химически опасным и радиационно-опасным объектом. Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта не разрабатываются.

## **2.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала в защитных сооружениях гражданской обороны**

Защитные сооружения гражданской обороны для укрытия персонала на проектируемом объекте отсутствуют. Защитные сооружения гражданской обороны для укрытия персонала в пределах радиуса отсутствуют. Персонал по команде диспетчера убывает на площадку сбора, определяемую руководством ООО «ННК-Самаранефтегаз».

|              |              |
|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Взам. инв. № |
|              | Подл. и дата |
|              |              |

|    |        |      |       |       |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|
| Из | Кол.уч | Лист | № док | Подл. | Дата |
|    |        |      |       |       |      |

|                     |  |  |  |  |      |
|---------------------|--|--|--|--|------|
| ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |  |  |  |  | Лист |
|                     |  |  |  |  | 13   |



Строительство защитных сооружений ГО (сооружений двойного назначения) и защищенных пунктов управления проектом не предусмотрено.

Проектируемый объект не является объектом, обеспечивающим жизнедеятельность категорированного города, не является объектом особой важности, численность дежурного и линейного персонала не рассчитывается, создание убежищ и иных объектов гражданской обороны не требуется («О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны» № 1309 от 29.11.1999 г.).

## **2.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических средств, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты**

Так как проектируемый объект приостанавливает деятельность в военное время, то создание и содержание запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, решения по обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты не предусматривается.

## **2.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы**

В соответствии с Правилами эвакуации населения, материальных и культурных ценностей в безопасные районы, утвержденные постановлением Правительства РФ от 22 июня 2004 г. №303, эвакуация персонала проектируемого объекта, населения, материальных и культурных ценностей в безопасные районы проектной документацией не предусматривается.

|              |              |              |      |       |      |                     |  |    |      |
|--------------|--------------|--------------|------|-------|------|---------------------|--|----|------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |      |       |      |                     |  |    | Лист |
|              |              |              |      |       |      |                     |  |    |      |
|              |              |              |      |       |      |                     |  |    |      |
| Из           | Кол.уч       | Лист         | №док | Подл. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |  | 14 |      |

### 3 Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

#### 3.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами

Проектируемый объект «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» относится к опасному производственному объекту согласно п.1 приложения 1 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 11.06.2021 г.).

На основании п.1 приложения 2 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 11.06.2021 г.) для проектируемого объекта установлен предполагаемый класс опасности –III, так как суммарное количество опасных веществ - горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе, составляет 20 т и более, но менее 200 т (см. табл.3.1).

На основании п.3 приложения 2 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 11.06.2021 г.) предполагаемый класс опасности для проектируемого объекта - III (сероводород 1,19%), (см. табл.3.4).

Таким образом, для проектируемого объекта «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» предполагаемый класс опасности – III. Точный класс опасности будет установлен объекту в момент его регистрации в государственном реестре Ростехнадзора.

Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами, представлен в таблице 3.1.

|              |              |              |                     |       |      |  |  |    |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|----|------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |                     |       |      |  |  |    | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |    |      |
| Из           | Кол.уч       | Лист         | №док                | Подп. | Дата |  |  | 15 |      |

|        |              |              |
|--------|--------------|--------------|
| Инв. № | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|        |              |              |

|         |  |
|---------|--|
| Изм.    |  |
| Кол.уч. |  |
| Лист    |  |
| №доку   |  |
| Подп.   |  |
| Дата    |  |

**Таблица 3.1 - Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами**

| Технологическое оборудование                                       |                                |                                   | Количество опасного вещества в единице оборудования, т | Физические условия содержания опасного вещества |                              |                          |                 |
|--|--------------------------------|-----------------------------------|--|---|------------------------------|--------------------------|-----------------|
| наименование оборудования  | наименование опасного вещества | количество единиц оборудования, м |  | агрегатное состояние                            | плотность, кг/м <sup>3</sup> | избыточное давление, МПа | температура, °С |
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ (включая надземную часть) | нефтяная эмульсия              | 123,46                            | 0,52   | жидкость  | 899                          | 3,79                     | +10             |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ (включая надземную часть) | нефтяная эмульсия              | 1571,78                           | 6,58   | жидкость  | 899                          | 3,79                     | +10             |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ (включая надземную часть) | нефтяная эмульсия              | 69,36                             | 0,29   | жидкость  | 899                          | 3,79                     | +10             |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр.                      | нефтяная эмульсия              | 4157,46                           | 63,40  | жидкость  | 899                          | 3,2                      | +10             |
| Всего опасного вещества – нефтяной эмульсии                        |                                |                                   | 70,79  |   |                              |                          |                 |
| - в емкостях, сосудах (аппаратах), т                               |                                |                                   | -  |   |                              |                          |                 |
| - в трубопроводах, т   |                                |                                   | 70,79  |   |                              |                          |                 |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ



|    |           |  |    |        |    |                          |  |
|----|-----------|--|----|--------|----|--------------------------|--|
| 1  | ПК0+92,7  | Трасса нефтепровода (проект ПИР0001.002)     | -  | -      | 60 | ООО «ННК-Самаранефтегаз» |  |
| 2  | ПК4+26,8  | Трасса нефтепровода (проект ПИР0001.002)     | -  | -      | 89 |                          |  |
| 3  | ПК5+72,3  | Трасса подъездной дороги(проект ПИР0001.002) | -  | -      | 62 |                          |  |
| 4  | ПК31+74,2 | Нефтепровод                                  | 76 | назем. | 68 |                          |  |
| 5  | ПК34+43,9 | Нефтепровод                                  |    |        | 60 |                          |  |
| 6  | ПК34+54,1 | ВЛ-6кВ                                       |    |        | 60 |                          |  |
| 7  | ПК39+07,3 | ВЛ-6кВ                                       |    |        | 90 |                          |  |
| 8  | ПК39+19,9 | Нефтепровод                                  | 89 | 1,3    | 90 |                          |  |
| 9  | ПК41+57,7 | Кабель ЭХЗ                                   | -  | 0,5    | 89 |                          |  |
| 10 | ПК42+28,9 | ВЛ-6кВ                                       | -  | -      | 87 |                          |  |

**Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №5**

|   |          |             |    |     |  |                          |  |
|---|----------|-------------|----|-----|--|--------------------------|--|
| 1 | ПК0+27,2 | Нефтепровод | 89 | 1,5 |  | ООО «ННК-Самаранефтегаз» |  |
|---|----------|-------------|----|-----|--|--------------------------|--|

**Трасса ВЛ-6 кВ до скв №7**

|   |          |                     |    |     |    |                          |  |
|---|----------|---------------------|----|-----|----|--------------------------|--|
| 1 | ПК0+13,8 | Нефтепровод         | 89 | 1,5 | 85 | ООО «ННК-Самаранефтегаз» |  |
| 2 | ПК0+26,9 | Трасса нефтепровода | -  | -   | 86 |                          |  |

**Трасса ВЛ-6 кВ до скв №3**

|   |                 |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|
| 1 | Пересечений нет |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|

**Подъездная дорога к скв №5**

|   |                 |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|
| 1 | Пересечений нет |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|

**Подъездная дорога к скв №№ 3,7**

|   |                 |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|
| 1 | Пересечений нет |  |  |  |  |  |  |
|---|-----------------|--|--|--|--|--|--|

**Подъездная дорога к АГЗУ**

|   |          |  |   |   |    |                          |  |
|---|----------|--|---|---|----|--------------------------|--|
| 1 | ПК0+48,8 | Трасса нефтепровода                      | - | - | 59 | ООО «ННК-Самаранефтегаз» |  |
| 2 | ПК0+54,1 | Трасса нефтепровода (проект ПИР0001.002) | - | - | 74 |                          |  |

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инва. №подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|    |        |      |       |       |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
|    |        |      |       |       |      |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

18

Таблица 3.4 - Ведомость пересечения автомобильных дорог

| №   | Местоположение по трассе автодороги, км | ПК | ПК+   | Наименование дороги | Угол пересечения в градусах | Тип покрытия | Ширина основания насыпи | Ширина проезжей части | Километраж автодороги в месте пересечения с трассой | Владелец, адрес, телефон, факс |
|---|---|----|-------|---------------------|-----------------------------|--------------|-------------------------|-----------------------|---|--------------------------------|
| <b>Трасса выкидного нефтепровода от скв. №5 до АГЗУ</b> |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | 0                                       | 1  | 31,3  | дорога грунтовая    | 70°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 2   | 1                                       | 11 | 78,9  | дорога грунтовая    | 86°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 3   | 1                                       | 13 | 98,1  | дорога грунтовая    | 78°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| <b>Трасса выкидного нефтепровода от скв. №3 до АГЗУ</b> |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | Пересечений нет                         |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| <b>Трасса выкидного нефтепровода от скв. №7 до АГЗУ</b> |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | Пересечений нет                         |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| <b>Нефтесборный от АГЗУ до точки подключения</b>        |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | 0                                       | 2  | 17,1  | дорога грунтовая    | 78°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 2   | 0                                       | 7  | 35,8  | дорога грунтовая    | 64°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 3   | 1                                       | 14 | 91,0  | дорога грунтовая    | 59°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 4   | 2                                       | 29 | 05,1  | дорога грунтовая    | 56°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 5   | 3                                       | 31 | 70,7  | дорога грунтовая    | 68°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 6   | 4                                       | 41 | 57,7  | дорога грунтовая    | 90°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 7   | 4                                       | 42 | 37,9  | дорога грунтовая    | 80°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| <b>Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №5</b>                        |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | Пересечений нет                         |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| <b>Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №7</b>                        |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | 0                                       | 0  | 86,7  | дорога грунтовая    | 6°                          | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 2   | 0                                       | 1  | 59,3  | дорога грунтовая    | 4°                          | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| 3   | 0                                       | 2  | 18,72 | дорога грунтовая    | 89°                         | грунт        | -                       | 3,0                   |   |                                |
| <b>Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №3</b>                        |   |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |
| 1   | Пересечений нет                         |    |       |                     |                             |              |                         |                       |   |                                |

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |          |      |        |       |      |
|------|----------|------|--------|-------|------|
| Изд. | Кол. уч. | Лист | Недок. | Подп. | Дата |
|      |          |      |        |       |      |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

### 3.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций природного характера на проектируемом объекте

#### 3.3.1 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства

Климатическая характеристика составлена по данным многолетних наблюдений на МС Серноводск согласно справкам, выданным ФГБУ «Приволжское УГМС» и приведенной в Приложении Д (том ИГМИ). Климатические параметры, не вошедшие в справку, приняты по наиболее консервативным значениям.

Согласно ГОСТ 16350-80, район изысканий расположен в макроклиматическом районе с умеренным климатом, климатический район – умеренный II<sub>5</sub>. Согласно СП 131.13330.2020 (рисунок 1) территория изысканий относится к климатическому району I В.

**Температура воздуха.** Температура воздуха на территории по данным МС Серноводск в среднем за год положительная и составляет 4,1 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 20,3°С), самым холодным – январь (минус 12,7°С). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 39,8°С, абсолютный минимум – минус 48,1°С. Средний из ежегодных абсолютных максимумов +34,9°С. Средний из ежегодных абсолютных минимумов минус 33,4°С. Годовой ход температуры представлен в таблице 3.5. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) - плюс 26,6°С. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части отопительного периода) – минус 17,3 °С.

**Таблица 3.5 - Температура воздуха, °С**

| Месяц  |       |       |       |      |      |      |      |      |       |       |       | Год   |
|--|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| I  | II    | III   | IV    | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X     | XI    | XII   |       |
| <b>Средняя месячная температура воздуха</b>  |       |       |       |      |      |      |      |      |       |       |       |       |
| -12,7  | -12,3 | -5,8  | 5,4   | 14,0 | 18,4 | 20,3 | 18,5 | 12,4 | 4,4   | -3,3  | -9,8  | 4,1   |
| <b>Абсолютный максимум температуры воздуха (1917-1917, 1927-1930, 1930-2019 гг.)</b> |       |       |       |      |      |      |      |      |       |       |       |       |
| 4,3  | 5,1   | 16,4  | 31,7  | 33,9 | 38,0 | 39,3 | 39,8 | 34,1 | 26,5  | 14,3  | 6,6   | 39,8  |
| <b>Абсолютный минимум температуры воздуха (1917-1918, 1923-1929, 1934-2019 гг.)</b>  |       |       |       |      |      |      |      |      |       |       |       |       |
| -48,1  | -39,8 | -33,5 | -27,0 | -6,2 | -2,2 | 4,3  | -0,5 | -6,3 | -20,2 | -30,6 | -42,7 | -48,1 |

Температурные параметры холодного периода на МС Серноводск приведены в таблице Таблица . Температурные параметры теплого периода года на МС Серноводск, опубликованные в СП 131.13330.2020 отсутствуют. Данные приняты по МС Бугульма и представлены в таблице 3.6.

**Таблица 3.6 – Температурные параметры холодного периода года (1970-2019 гг.)**

| Параметр  |      | Значение |
|---|------|----------|
| Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью      | 0,98 | -40,0    |
|   | 0,92 | -37,0    |
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью | 0,98 | -35,0    |
|   | 0,92 | -29,0    |

|              |  |
|--------------|--|
| Взам.инв. №  |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. № подл. |  |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| Из | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 20   |

**Таблица 3.7 – Температурные параметры теплого периода года, МС Бугульма (СП 131.13330.2020)**

| Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95 | Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98 | Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С | Абсолютная максимальная температура воздуха, °С | Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С |
|---|---|--|---|--|
| 22  | 26  | 25,4   | 39  | 11,5   |

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С составляет 160 дней, выше 0 °С - 213 дней.

Средние даты перехода среднесуточной температуры воздуха через заданные значения приведены в таблице 3.8.

**Таблица 3.8 – Даты перехода средней суточной температуры воздуха через заданные значения (1990 – 2019 гг.).**

| <b>Даты перехода средней суточной температуры воздуха через</b> |              |              |              |              |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>весна</b>  |              |              | <b>осень</b> |              |              |
| <b>0°С</b>  | <b>+5°С</b>  | <b>+10°С</b> | <b>0°С</b>   | <b>+5°С</b>  | <b>+10°С</b> |
| 1.IV  | 15.IV        | 26.IV        | 06.XI        | 13.X         | 27.IX        |
| <b>-5°С</b>   | <b>-10°С</b> | <b>-15°С</b> | <b>-5°С</b>  | <b>-10°С</b> | <b>-15°С</b> |
| 13.III  | 20.II        | 16.I         | 30.XI        | 09.XII       | 14.XII       |

*Скорость и направление ветра.* Средняя годовая скорость ветра составляет 3,6 м/с (таблица 3.9). Данные о повторяемости направлений ветра, штилей и скорости ветра представлены в таблицах 3.10, 3.11. Максимально наблюдаемая скорость равна 24 м/с, порывы – 28 м/с (таблица 3.12).

**Таблица 3.9 – Средняя месячная и годовая скорость ветра МС Серноводск, м/сек**

| <b>Месяц</b> |           |            |           |          |           |            |             |           |          |           |            | <b>Год</b> |
|--------------|-----------|------------|-----------|----------|-----------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|------------|------------|
| <b>I</b>     | <b>II</b> | <b>III</b> | <b>IV</b> | <b>V</b> | <b>VI</b> | <b>VII</b> | <b>VIII</b> | <b>IX</b> | <b>X</b> | <b>XI</b> | <b>XII</b> |            |
| 3,9          | 3,9       | 3,9        | 3,8       | 3,8      | 3,3       | 3,0        | 2,9         | 3,1       | 3,7      | 3,8       | 3,9        | 3,6        |

**Таблица 3.10 - Повторяемость скорости ветра по градациям МС Серноводск, %**

| <b>Месяц</b> |            |            |            |            |              |              |              |              |              |              |              |
|--------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>0-1</b>   | <b>2-3</b> | <b>4-5</b> | <b>6-7</b> | <b>8-9</b> | <b>10-11</b> | <b>12-13</b> | <b>14-15</b> | <b>16-17</b> | <b>18-20</b> | <b>21-24</b> | <b>25-28</b> |
| 23,2         | 30,0       | 26,1       | 13,5       | 5,0        | 1,6          | 0,5          | 0,1          | 0,1          | 0,02         | 0,002        | 0,0007       |

**Таблица 3.11 - Повторяемость ветра и штилей (%). Годовая МС Серноводск**

| <b>С</b> | <b>СВ</b> | <b>В</b> | <b>ЮВ</b> | <b>Ю</b> | <b>ЮЗ</b> | <b>З</b> | <b>СЗ</b> | <b>Штиль</b> |
|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|--------------|
| 13       | 11        | 7        | 22        | 19       | 10        | 9        | 10        | 11           |

На рисунке 3.1 представлена годовая роза ветров по данным метеостанции Серноводск.

|              |  |
|--------------|--|
| Взам.инв. №  |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. №подл.  |  |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 21   |



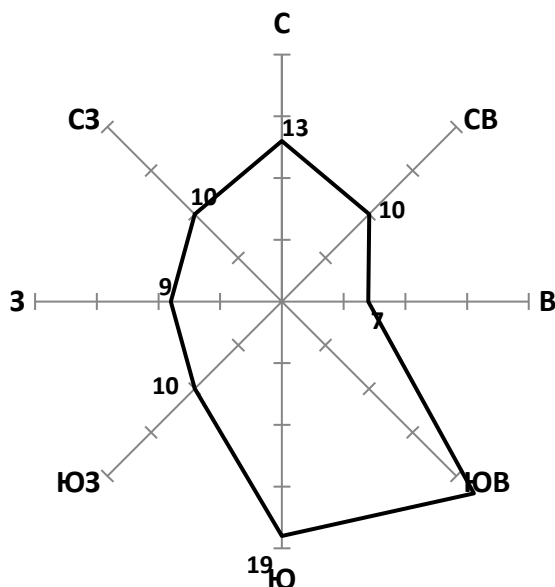


Рисунок 3.1 - Годовая повторяемость направлений ветра, %

Таблица 3.12- Максимальная скорость и порыв ветра МС Кинель-Черкассы, м/с, 1933-2019 гг

| Характеристика<br>ветра | Месяц |    |     |    |    |    |     |      |    |    |    |     | Год |
|-------------------------|-------|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
|                         | I     | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII |     |
| Скорость                | 9     | 12 | 11  | 12 | 10 | 9  | 10  | 10   | 9  | 10 | 9  | 12  | 12  |
| Порыв                   | 21    | 23 | 20  | 20 | 21 | 25 | 22  | 18   | 18 | 19 | 21 | 22  | 25  |

В таблице 3.13 представлены характеристики ветра района изысканий за холодный и теплый период года по данным МС Самара.

Таблица 3.13 - Скорости и направление ветра за холодный и теплый периоды года, МС Бугульма (СП 131.13330.2020)

| Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль | Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с | Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$ | Преобладающее направление ветра за июнь-август | Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с |
|--|--|--|--|---|
| Ю  | 3,5  | 2,9  | З  | 0,0   |

По карте районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») территория изысканий по давлению ветра относится к II району со значением показателя 0,30 кПа. По картам районирования (ПУЭ-7) территория изысканий находится в II ветровом районе со значением показателя 0,65 кПа, в зоне с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).

**Влажность воздуха.** Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха представлена в таблице 3.15. Наиболее низкие значения наблюдаются обычно весной, когда приходящие воздушные массы сформированы над холодным морем. Согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», по относительной влажности территория изысканий относится к 3 (сухой) зоне.

Таблица 3.15 - Средняя месячная относительная влажность (%) воздуха (1936-1942, 1945-1947, 1949-2019 гг.), %

| I  | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | Год |
|----|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| 81 | 78 | 78  | 68 | 55 | 61 | 65  | 65   | 69 | 77 | 83 | 83  | 72  |

|              |  |
|--------------|--|
| Изм. № подл. |  |
| Подп. и дата |  |
| Взам. инв. № |  |

|      |        |      |       |       |      |                     |      |
|------|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|      |        |      |       |       |      |                     | 22   |
|      |        |      |       |       |      |                     |      |

Данные о среднемесячной относительной влажности воздуха за холодный и теплый периоды года приведены по данным МС в г. Бугульма по СП 131.13330.2020, представлены в таблице 3.16.

**Таблица 3.16 - Средняя месячная относительная влажность воздуха, МС Бугульма (СП 131.13330.2020)**

| Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, % | Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, % | Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, % | Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее теплого месяца, % |
|---|--|---|--|
| 83  | 81   | 68  | 54   |

*Атмосферные осадки.* Атмосферные осадки по данным МС Серноводск на исследуемой территории составляют в среднем за год 462 мм (таблица 3.17). Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода. Большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. В годовом ходе на теплый период (апрель – октябрь) приходится 307 мм осадков, на холодный (ноябрь – март) – 155 мм. Наибольшее количество осадков (54 мм) отмечено в июле, наименьшее – в феврале (24 мм). В течение года жидкие осадки по данным МС Кинель –Черкассы (приложение Д) составляют в среднем 58,9%, твердые – 22,1%, смешанные – 19,0%. Максимальное суточное наблюденное количество осадков на МС Серноводск отмечено июле – 88 мм. Суточный максимум осадков 1% вероятности превышения принят по МС Кинель-Черкассы равен 81,6 мм.

**Таблица 3.17 - Среднее месячное и годовое количество осадков МС Серноводск, мм**

| Месяц |    |     |    |    |    |     |      |    |    |    |     | Год |
|-------|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| I     | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII |     |
| 32    | 24 | 26  | 28 | 36 | 50 | 54  | 46   | 47 | 46 | 38 | 35  | 462 |

В таблице 3.18 представлены данные о числе дней с осадками  $\leq 1,0$  мм.

**Таблица 3.18 - Число дней с осадками  $\geq 1,0$  мм МС Серноводск**

| Месяц |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     | Год |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| I     | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |     |
| 9,0   | 6,9 | 6,6 | 5,6 | 6,4 | 8,1 | 7,7 | 7,3  | 7,8 | 8,7 | 8,3 | 8,8 | 91  |

В таблице 3.19 представлены данные о среднем максимальном суточном количестве.

**Таблица 3.19 – - Наибольшее суточное количество осадков (1916-1930, 1933-2019 гг.), мм**

| I  | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII |
|----|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|
| 24 | 26 | 24  | 36 | 35 | 45 | 88  | 55   | 69 | 31 | 33 | 20  |

*Атмосферные явления.* Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по среднегодовой продолжительности гроз в часах земли (п. 2.5.38 ПУЭ-7), интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 40 до 60 часов с грозой в год.

Среди атмосферных явлений в течение года наблюдаются туманы (обычно 26 дней за год) с наибольшей частотой в холодный период (таблица 3.20). Метели возможны с сентября по апрель (за год в среднем 25 дней), с наибольшей повторяемостью (до 7 дней) в январе. Грозы регистрируются обычно с апреля по октябрь с наибольшей частотой в июне и июле. Данные о числе дней с пыльной бурей представлены по МС Кинель-Черкассы.

|              |  |
|--------------|--|
| Взам.инв. №  |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. №подл.  |  |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| Из | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 23   |

Таблица 3.20 – Число дней с атмосферными явлениями МС Серноводск

|   | Месяц |    |     |     |     |     |      |      |      |      |    |     | Год  |
|---|-------|----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|----|-----|------|
|   | I     | II | III | IV  | V   | VI  | VII  | VIII | IX   | X    | XI | XII |      |
| <b>Туман, 1936-2019 гг</b>                            |       |    |     |     |     |     |      |      |      |      |    |     |      |
| Среднее   | 2     | 2  | 4   | 2   | 0,3 | 0,4 | 0,7  | 1    | 2    | 3    | 5  | 4   | 26   |
| Наибольшее  | 11    | 8  | 11  | 7   | 2   | 5   | 4    | 5    | 8    | 8    | 15 | 14  | 50   |
| <b>Гроза, 1937-2019 гг</b>                            |       |    |     |     |     |     |      |      |      |      |    |     |      |
| Среднее   | -     | -  | -   | 0,4 | 3   | 7   | 8    | 5    | 1    | 0,05 | -  | -   | 24   |
| Наибольшее  | -     | -  | -   | 2   | 10  | 19  | 14   | 10   | 5    | 1    | -  | -   | 37   |
| <b>Метель, 1939-2019 гг</b>                           |       |    |     |     |     |     |      |      |      |      |    |     |      |
| Среднее   | 7     | 6  | 4   | 0,4 | -   | -   | -    | -    | 0,01 | 0,5  | 2  | 5   | 25   |
| Наибольшее  | 18    | 16 | 15  | 3   | -   | -   | -    | -    | 1    | 5    | 14 | 16  | 51   |
| <b>Пыльная буря, МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг</b> |       |    |     |     |     |     |      |      |      |      |    |     |      |
| Среднее   | -     | -  | -   | -   | -   | -   | 0,04 | -    | -    | -    | -  | -   | 0,04 |

*Гололедно-изморозевые образования.* По карте районирования территория изысканий по толщине стенки гололеда относится ко II району (СП 20.13330.2016, карта 3) со значением показателя 5 мм. Согласно ПУЭ-7 территория проектирования относится к гололедному району III с толщиной стенки гололеда 20 мм. В таблице 3.21 приведены наиболее консервативные сведения о среднем и наибольшем числе дней с обледенением гололедного станка по данным метеостанции Клявлино.

Таблица 3.21 - Среднее и наибольшее число дней с обледенением гололедного станка МС Клявлино

| Явление   | Месяц |     |    |     |     |     |     |     |   |  | Год |
|---|-------|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|---|--|-----|
|   | IX    | X   | XI | XII | I   | II  | III | IV  | V |  |     |
| <b>Среднее число дней</b>                       |       |     |    |     |     |     |     |     |   |  |     |
| Гололед   |       | 1   | 4  | 3   | 1   | 1   | 2   | 0,4 |   |  | 12  |
| Зернистая изморозь                              | 0,03  | 0,3 | 3  | 3   | 3   | 1   | 2   | 0,3 |   |  | 13  |
| Кристаллическая изморозь                        |       | 0,3 | 3  | 7   | 10  | 9   | 5   | 0,1 |   |  | 34  |
| Мокрый снег                                     | 0,1   | 1   | 1  | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,7 | 0,5 |   |  | 4   |
| Сложное отложение                               |       | 0,1 | 3  | 7   | 6   | 3   | 0,9 |     |   |  | 20  |
| Среднее число дней с обледенением всех видов    | 0,1   | 3   | 13 | 20  | 19  | 14  | 10  | 1   |   |  | 80  |
| <b>Наибольшее число дней</b>                    |       |     |    |     |     |     |     |     |   |  |     |
| Гололед   | -     | 6   | 10 | 14  | 11  | 7   | 6   | 2   |   |  | 30  |
| Зернистая изморозь                              | 1     | 5   | 11 | 18  | 9   | 6   | 7   | 2   |   |  | 36  |
| Кристаллическая изморозь                        |       | 5   | 12 | 20  | 19  | 18  | 12  | 3   |   |  | 55  |
| Мокрый снег                                     | 2     | 8   | 10 | 3   | 2   | 4   | 4   | 3   |   |  | 17  |
| Сложное отложение                               |       | 2   | 17 | 29  | 18  | 20  | 4   |     |   |  | 43  |
| Наибольшее число дней с обледенением всех видов | 2     | 10  | 23 | 29  | 26  | 23  | 16  | 5   |   |  | 101 |

*Снежный покров.* Снежный покров ложится чаще всего в третьей декаде октября (средняя дата 4 ноября). Первый снег долго не лежит и тает. Устойчивый покров образуется обычно к 23 ноября. Максимальной мощности снеговой покров достигает к третьей декаде февраля. Разрушение снежного покрова и сход его протекает в более сжатые сроки, чем его образование. Расчетная высота снежного покрова 5 % вероятности превышения составляет 58 см.

|             |              |
|-------------|--------------|
| Инв. №подл. | Взам. инв. № |
|             | Подп. и дата |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 24   |

По Карте 1 Районирование территории Российской Федерации по весу снегового покрова (СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») район изысканий относится к IV району, для которого вес снегового покрова (Sg) на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли составляет 2,0 кПа.

**Таблица 3.22 – Средняя декадная высота снежного покрова (1936-1941, 1942-1943, 2945-1951, 1952-2020 гг.), см**

| X |   |   | XI |   |   | XII |    |    | I  |    |    | II |    |    | III |    |    | IV |   |   |
|---|---|---|----|---|---|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|----|----|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 1  | 2 | 3 | 1   | 2  | 3  | 1  | 2  | 3  | 1  | 2  | 3  | 1   | 2  | 3  | 1  | 2 | 3 |
| • | • | 1 | 2  | 3 | 6 | 9   | 13 | 17 | 22 | 26 | 29 | 32 | 35 | 37 | 37  | 35 | 28 | 14 | • | • |

• снежный покров наблюдается менее чем в 50% зим

**Таблица 3.23 - Плотность снежного покрова МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг, г/см3**

| Месяц     | XI   |      | XII  |      |      | I    |      |      | II   |      |      | III  |      |     | IV   |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Декада    | 2    | 3    | 1    | 2    | 3    | 1    | 2    | 3    | 1    | 2    | 3    | 1    | 2    | 3   | 1    |
| Плотность | 0,14 | 0,13 | 0,15 | 0,16 | 0,18 | 0,19 | 0,21 | 0,21 | 0,23 | 0,23 | 0,25 | 0,26 | 0,28 | 0,3 | 0,31 |

**Таблица 3.24 - Число дней со снежным покровом, даты появления и образования снежного покрова МС Кинель-Черкассы**

| Число дней со снежным покровом | Дата появления снежного покрова |              |               | Дата образования устойчивого снежного покрова |              |               |
|--------------------------------|---------------------------------|--------------|---------------|---|--------------|---------------|
|                                | средняя                         | самая ранняя | самая поздняя | средняя                                       | самая ранняя | самая поздняя |
| 134                            | 4.11                            | 8.10         | 29.11         | 23.11   | 26.10        | 23.12         |

**Таблица 3.25- Даты разрушения и схода снежного покрова МС Кинель-Черкассы**

| Дата разрушения устойчивого снежного покрова |              |               | Дата схода снежного покрова |              |               |
|--|--------------|---------------|-----------------------------|--------------|---------------|
| средняя                                      | самая ранняя | самая поздняя | средняя                     | самая ранняя | самая поздняя |
| 6.04   | 18.03        | 19.04         | 10.04                       | 23.03        | 3.05          |

*Температура почвогрунтов.* Данные о средней месячной и годовой температуре поверхности почвы представлены в таблице 3.26 по данным МС Кинель-Черкассы. Температура почвогрунтов в районе проектирования изменяется от самых низких значений на глубинах до 0,4 м в феврале до наибольшего прогрева на поверхности – в июле. В более глубоких слоях наступление годового минимума сдвигается ближе к весне, годовой максимум приходится на осенние месяцы. Начиная с глубины 0,8 м и ниже, температура почвы положительная.

**Таблица 3.26 – Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, 0 °С. 1933-2019, МС Кинель-Черкассы**

| Месяц |       |      |     |      |      |      |      |      |     |      |       | Год |
|-------|-------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|-------|-----|
| I     | II    | III  | IV  | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X   | XI   | XII   |     |
| -12,9 | -13,1 | -6,0 | 6,0 | 18,1 | 24,4 | 26,1 | 22,2 | 13,5 | 5,1 | -3,1 | -10,1 | 6,0 |

Промерзание зависит от физических свойств грунтов (тип, механический состав, влажность), растительности, а в зимнее время и от наличия снежного покрова. Оказывают влияние и местные условия: микрорельеф, экспозиция склонов. Максимальная наблюденная глубина промерзания почвы по данным метеостанции в с. Серноводск представлена в таблице 3.27.

|              |  |
|--------------|--|
| Взам.инв. №  |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. №подл.  |  |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| Из | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 25   |

**Таблица 3.27 – Максимальная за зиму глубина промерзания почвы, см (1970-2019 гг)  
МС Серноводск**

| Глубина промерзания почвы, см | XI | XII | I  | II  | III | IV  |
|-------------------------------|----|-----|----|-----|-----|-----|
| Максимальная                  | 68 | 73  | 93 | 107 | 110 | 106 |

Согласно приложению Б.1 СП 482.1325800.2020 на исследуемой территории следует ожидать проявления следующих опасных метеорологических процессов сильные дожди, ливни и сильную метель.

### **3.3.2 Результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте**

Район работ в физико-географическом отношении принадлежит к лесостепной зоне Высокого Заволжья, расчлененной глубокими долинами рек. Местность в районе работ равнинная, пересеченная неглубокими сухими балками. Растительный покров представлен лесополосами вдоль дорог, локальными участками леса и пойменной древесно-кустарниковой растительностью.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен на правобережном склоне реки Кондурча. Рельеф территории с уклоном в северо-западном направлении, изрезан многочисленными балками и оврагами.

Рельеф территории представляет собой слабоволнистую равнину, с максимальными отметками 190,50 м и минимальными отметками 184,00 м.

В геологическом строении участка изысканий на изученную глубину 5,0-10,0 м принимают участие отложения пермской системы татарского яруса (P2t), представленные глинами.

Ниже приводится классификация грунтов выделенных инженерно-геологических элементов согласно ГОСТ 20522-2012.

ИГЭ-1 P2t Глина коричневая, красно-коричневая, полутвердая, с прослоями доломита и доломитовой муки, с включением до 25% дресвы и щебня карбонатов. Вскрыт всеми скважинами, мощностью 4,5-9,5м.

Почвенно-растительный слой (eQIV) распространен повсеместно на всем участке изысканий. Мощность слоя 0,4-0,5 м. Основанием для фундамента являться не будет и подлежит полной прорезке или выемке из-под фундамента.

### **3.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к ЧС техногенного и природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами**

Практика эксплуатации объектов сбора и транспорта нефти показала, что основными причинами аварий на них были: разгерметизация системы, нарушение регламента и нарушение правил эксплуатации, технической безопасности и пожарной безопасности обслуживающим персоналом.

Причины, вызывающие разгерметизацию:

- повышение давления сверх расчетного;
- разгерметизация фланцевых соединений вследствие больших усилий при затяжке, разуплотнение фланцев;
- дефекты сварных соединений (усталостные явления), образование свища на трубопроводах вследствие коррозии;
- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ и эксплуатации.

Аварии могут различаться по масштабам воздействия и продолжительности воздействия на расположенные вблизи объекты, людей и природную среду. Аварии в соответствии с действующими нормативами различают: проектные и максимальные.

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|    |        |      |       |       |      |                     |      |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|    |        |      |       |       |      |                     | 26   |

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

Максимальная авария – авария с наиболее тяжелыми последствиями.

В данном разделе рассмотрены максимальные аварии.

При стечении неблагоприятных обстоятельств (отказы оборудования, неправильные действия персонала, появление источника инициирования взрыва и пожара, нахождение людей во взрыво-, пожароопасной зоне) на проектируемом объекте могут возникнуть аварии, последствиями которых будут:

- тепловое воздействие пожара на окружающие объекты и людей;
- воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающие объекты и людей.

Источниками инициирования могут стать:

- разряды статического электричества;
- электрическая искра (дуга);
- открытое пламя и искры (при нарушении техники безопасности), разряд атмосферного электричества.

При расчетах последствий максимальных аварий приняты следующие допущения:

1. Разгерметизация трубопроводов предполагает один вариант:  
- полное разрушение – распад оборудования на приблизительно равные части за короткий промежуток времени (в течение долей секунд).

2. Количество вещества, участвующего в аварии, принималось равной массе вещества, находящегося на участке трубопровода, ограниченным запорной арматурой;

3. В соответствии с постановлением Правительства №2451 от 31.12.2020 «Об утверждении Правил организации мероприятий по ПЛРН на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а так же о признании утратившим силу некоторых актов правительства Российской Федерации», полагается:

– а) внутрипромысловые и межпромысловые трубопроводы (в том числе надводные и подводные, проходящие через водные объекты) – 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода (для трубопроводов, оборудованных дистанционными системами обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов, системами контроля режима работы трубопроводов, – 100 процентов объема нефти и нефтепродуктов при максимальной прокачке за время срабатывания системы в соответствии с утвержденной проектной документацией и закрытия задвижек на поврежденном участке);

– б) технологические трубопроводы (кроме внутрипромысловых и межпромысловых трубопроводов) – 25 процентов максимального объема прокачки нефти и нефтепродуктов, определяемой характеристиками насосного оборудования, за время, необходимое на остановку прокачки в соответствии с утвержденной проектной документацией и закрытие задвижек на поврежденном участке, и объем нефти и нефтепродуктов в трубопроводе между задвижками на поврежденном участке;

4. При реализации сценариев аварий полагалось, что:

- а) за начало отсчета зон действия опасных факторов аварий принимается центр пролива;
- б) длительность испарения жидкости с поверхности пролива до возгорания облака ТВС принимается равной 3600 секундам;
- в) количество опасного вещества, способного к взрывным превращениям, составляет 10 % от общего количества опасного вещества в облаке;
- г) при оценке вероятности воспламенения облака ТВС учитывалось присутствие возможных источников воспламенения;
- д) сгорание облака ТВС рассматривается на поверхности земли;
- е) в пожаре пролива участвует вся масса опасного вещества, вышедшего при разгерметизации;
- ж) при поражении открытым пламенем (горение облака) предполагалось, что смертельное поражение получает любой человек, оказавшийся в облаке в момент его горения;
- з) учитывались наихудшие атмосферные условия (неблагоприятное направление, низкая скорость ветра и высокая стабильность атмосферы и т.д.).

5. В результате аварий с проливом на поверхность реагента «МЛ-Супер» (сульфонол) наибольший ущерб наносится окружающей природной среде. При этом загрязняются почвы, гидрологическая и гидрогеологическая среды.

|              |              |
|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Взам. инв. № |
|              | Подп. и дата |

|    |        |      |       |       |      |                     |            |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист<br>27 |
|    |        |      |       |       |      |                     |            |

Данный реагент не обладает пожаровзрывоопасными свойствами, таким образом, в результате пролива отсутствуют условия для создания аварийных ситуаций по сценариям, сопровождающимся взрывом и/или пожаром.

Согласно продольному профилю трассы выкидного трубопровода было выбрано наиболее опасное место на данном участке, где возможен максимальный разлив опасного вещества – самый пониженный участок (ПК7+74,3).

На выбранном наиболее опасном месте выкидного трубопровода показаны радиусы зон теплового излучения при пожаре пролива нефти и радиусы зон ударного воздействия при взрыве облака ТВС в результате его разгерметизации, а также пятно пролива.

Определение сценариев возможных аварийных ситуаций, в результате которых возникает опасность для жизни и здоровья людей, приведено в таблице 3.28.

**Таблица 3.28- Определение сценариев возможных аварийных ситуаций, в результате которых возникает опасность для жизни и здоровья людей**

| Сценарий  | Развитие сценария  |
|---|--|
| Выкидной трубопровод от скв. № 3, 5, 7 до АГЗУ (включая надземную часть)<br>Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. |  |
| C1  | Разгерметизация выкидного трубопровода полным сечением → выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода → испарение нефти → мгновенное воспламенение → горение пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения   |
| C2  | Разгерметизация выкидного трубопровода полным сечением → выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака не происходит → рассеяние облака → загрязнение окружающей среды   |
| C3  | Разгерметизация выкидного трубопровода полным сечением → выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → отсутствие мгновенного воспламенения → при появлении источника инициирования - последующее воспламенение → горение пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения |
| C4  | Разгерметизация выкидного трубопровода полным сечением → выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты                    |
| C5  | Разгерметизация выкидного трубопровода полным сечением → выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → рассеяние облака → загрязнение окружающей среды   |

### 3.4.1 Расчет объема и площади пролива нефти при разгерметизации проектируемых трубопроводов

На основании методики, изложенной в задачнике Лурье М.В. по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа, объем вылитой нефти за аварию из поврежденного трубопровода до и после закрытия отсекающих задвижек, м<sup>3</sup>:

$$V = (Q_{mp} \cdot t_n + L \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{внут}}^2}{4} \cdot \lambda_i) \times 0,25$$

Где  $Q_{\text{тр}}$  – производительность нефтепровода по нефти, м<sup>3</sup>/с

$t_n$  – продолжительность аварийного истечения нефтепродукта.

Продолжительность аварийного истечения при разгерметизации выкидного и нефтегазосборного трубопроводов принята 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода (основание: ППРФ № 2451 от 31.12.2020).

$D_{\text{внут}}$  – внутренний диаметр трубы, м

|              |  |
|--------------|--|
| Взам.инв. №  |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. № подл. |  |

|    |        |      |       |       |      |                     |            |
|----|--------|------|-------|-------|------|---------------------|------------|
| ИЗ | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист<br>28 |
|    |        |      |       |       |      |                     |            |

L – длина нефтепровода между задвижками, м

$\lambda_n$  - доля нефти в жидкости, %

Площадь загрязнения нефтью по территории прохождения выкидных трубопроводов, м<sup>2</sup>, рассчитывается по формуле:

$$S = 53.5 \cdot V^{0.89}$$

Где V – объем вылитой нефти за аварию, м<sup>3</sup>

Условный диаметр круга затопления, м:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} ;$$

Площадь загрязнения нефтью на территории надземного участка трубопровода будет рассчитываться из условия, что площадки устья скважин № 3, 5, 7 имеют земляное обвалование по всему периметру высотой 1 м, и, в случае их аварийной разгерметизации (полного порыва) площадь пролива будет рассчитываться как при свободном растекании в пределах обвалования скважины.

Площадь пролива в этом случае может быть определена из соотношения:

$$S_{пр} = \pi \cdot d^2 / 4, \text{ где}$$

d – диаметр пролива, м;

$$d = \sqrt{25,5 \cdot V}, \text{ где}$$

V – объем вылитой нефти за аварию, м<sup>3</sup>

Результаты расчетов объема и площади пролива нефти в результате разгерметизации проектируемых выкидных трубопроводов сведены в таблицу 3.29.

|              |              |              |                     |       |      |  |  |  |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |                     |       |      |  |  |  | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |  |      |
| Из           | Кол.уч       | Лист         | Недок               | Подп. | Дата |  |  |  |      |



|        |              |              |
|--------|--------------|--------------|
| Инв. № | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|        |              |              |

|         |  |
|---------|--|
| Изм.    |  |
| Кол.уч. |  |
| Лист    |  |
| №доку   |  |
| Подп.   |  |
| Дата    |  |

**Таблица 3.29 - Результаты расчетов объема и площади пролива нефти в результате разгерметизации выкидного трубопровода, реагентопровода**

| Наименование участка трубопровода             | Исходные данные для расчета (согласно данным из тома ТКР) |             |                            |   |                           |                        | Результаты расчета                                  |                     |
|---|---|-------------|----------------------------|---|---------------------------|------------------------|---|---------------------|
|   | Длина, м  | Диаметр, мм | Расход по жидкости, м³/сут | Избыточное давление в трубопроводе, МПа | Плотность вещества, кг/м³ | Обводненность нефти, % | Объем пролива, включая вместимость трубопровода, м³ | Площадь пролива, м² |
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ      | 123,46  | 89          | 24,8                       | 3,79                                    | 899                       | 2,1                    | 2,27  | 45,4                |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ      | 1571,78   | 89          | 24,8                       | 3,79                                    | 899                       | 2,1                    | 10,6  | 212                 |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 69,36   | 89          | 11,4                       | 3,79                                    | 899                       | 0                      | 1,12  | 22,4                |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 4157,46   | 159         | 128,4                      | 3,20                                    | 899                       | 2,1                    | 96,42   | 1928,4              |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

### 3.4.2 Расчет объема загрязненного грунта, нефти, впитавшейся в грунт

Объем загрязненного грунта нефтью и реагентом рассчитывается как

$$V_{\text{загр}} = S \times H$$

$S$  - площадь поверхности нефтенасыщенного грунта, м<sup>2</sup>;

$H$  – средняя глубина проникновения нефти в грунт на всей площади поверхности пролива,

м

Средняя глубина проникновения грунта  $H$  определяется по формуле:

$$H = t \times \left[ \frac{(1-n) \times K_{\phi}}{2 \times n} + \sqrt{\frac{(1-n)^2 \times K_{\phi}^2}{4 \times n^2} + \frac{q \times K_{\phi}}{n}} \right],$$

где

$t$  - время фильтрации нефти, складывающееся из времени аварийного истечения и срока ликвидации аварии, сут;

$n$  – активная пористость пород зоны аэрации;

$K_{\phi}$  - коэффициент фильтрации пород с учетом вязкости фильтрующейся нефти, м/сут;

$q$  - удельный фильтрационный расход нефти, м/сут.

В геологическом строении участка изысканий до глубины инженерно-геологических исследований (12,0 м) принимают участие верхнечетвертичные аллювиальные (хвалынские) отложения (аQIIIhv), представленные суглинками полутвердой-мягкопластичной консистенции.

Для глинистых грунтов  $K_{\phi}=0,005$  м/сут, активная пористость  $n=0,758$ .

Удельный фильтрационный расход нефти  $q$ , определяется по формуле:

$$q = \frac{V}{S \times T},$$

где

$V$  - объем разлившейся нефти, м<sup>3</sup>;

$S$  – площадь загрязнения нефтью, м<sup>2</sup>;

$T$  - время ликвидации аварии, сут.

При разгерметизации принимается принимается 6 ч (0,25 сут.).

Количество нефти, впитавшейся в грунт в результате разгерметизации нефтепровода, зависит от объема загрязненного грунта и его нефтеемкости и определяется по формуле:

$$G = kn \times V_{\text{загр}}, \text{ где}$$

$kn$  – нефтеемкость грунта.

$kn$  для глинистых грунтов с влажностью 25,81% равно 0,16.

$V_{\text{загр}}$  - объем загрязненного грунта нефтепродуктами, м<sup>3</sup>

Результаты расчета глубины проникновения нефти в грунт сведены в таблицу 3.18.

Результаты расчета объема загрязненного грунта, объема и площади пролива нефти после ее фильтрации в грунт, представлены в таблице 3.30.

|              |              |              |                     |       |      |  |  |  |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |                     |       |      |  |  |  | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |  |      |
| Из           | Кол.уч       | Лист         | Недок               | Подп. | Дата |  |  |  |      |

|        |              |              |
|--------|--------------|--------------|
| Инв. № | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|        |              |              |

|         |  |
|---------|--|
| Изм.    |  |
| Кол.уч. |  |
| Лист    |  |
| №доку   |  |
| Подп.   |  |
| Дата    |  |

Таблица 3.30 - Результаты расчета глубины проникновения нефти и реагента

| Участок трубопровода                          | Объем пролива, V, м <sup>3</sup> | Площадь пролива, S, м <sup>2</sup> | Время ликвидации аварии t, сут. | Удельный фильтрационный расход q, м/сут | Активная пористость пород n | Коэффициент фильтрации пород k, м/сут | Динамическая вязкость нефти, мПа·с | Коэффициент фильтрации с учетом вязкости нефти K <sub>ф</sub> , м/сут | Средняя глубина проникновения нефти H, м |
|---|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|---|-----------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|---|--|
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ      | 2,27                             | 45,4                               | 0,25                            | 0,11                                    | 0,758                       | 0,005                                 | 63,13                              | 0,00008   | 0,0011                                   |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ      | 10,6                             | 212                                | 0,25                            | 0,11                                    | 0,758                       | 0,005                                 | 63,13                              | 0,00008   | 0,0011                                   |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 1,12                             | 22,4                               | 0,25                            | 0,11                                    | 0,758                       | 0,005                                 | 63,13                              | 0,00008   | 0,0011                                   |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 96,42                            | 1928,4                             | 0,25                            | 0,11                                    | 0,758                       | 0,005                                 | 63,13                              | 0,00008   | 0,0011                                   |

Таблица 3.31 - Результаты расчета объема загрязненного грунта, объема и площади пролива нефти и реагента после ее фильтрации в грунт

| Участок трубопровода | Объем пролива, V, м <sup>3</sup> | Площадь пролива, S, м <sup>2</sup> | Время ликвидации аварии t, сут. | Объем загрязненного грунта, V <sub>заг</sub> , м <sup>3</sup> | Количество нефти, впитавшейся в грунт, G, м <sup>3</sup> | Объем нефти после фильтрации в грунт V <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> | Площадь пролива после фильтрации в грунт* S <sub>ф</sub> , м <sup>2</sup> | Диаметр пролива после фильтрации в грунт, D <sub>ф</sub> , м |
|----------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|---|--|--|---|--|
|                      |                                  |                                    |                                 |   |  |  |   |  |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

|        |              |              |
|--------|--------------|--------------|
| Инв. № | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|        |              |              |

|         |  |
|---------|--|
| Изм.    |  |
| Кол.уч. |  |
| Лист    |  |
| №доку   |  |
| Подп.   |  |
| Дата    |  |

|   |       |        |      |       |       |        |          |        |
|---|-------|--------|------|-------|-------|--------|----------|--------|
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ      | 2,27  | 45,4   | 0,25 | 0,052 | 0,008 | 2,262  | 45,234   |        |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ      | 10,6  | 212    | 0,25 | 0,243 | 0,039 | 10561  | 211,223  | 16,434 |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 1,12  | 22,4   | 0,25 | 0,026 | 0,004 | 1,116  | 22,318   | 5,342  |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 96,42 | 1928,4 | 0,25 | 2,21  | 0,354 | 96,066 | 1921,328 | 49,564 |

Примечание:

\*Площадь пролива после фильтрации нефти/реагента в грунт в теплый период времени года (при положительной температуре окружающей среды).

Графически данная площадь пролива определяется исходя из предположения, что в любой момент времени пролившаяся нефть на открытой местности имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины

При отрицательных температурах ниже -18 °С (см. свойства нефти, п.3.1.1) нефть на поверхности начнет терять свою текучесть, что приведет к ее застыванию. Фильтрация при отрицательных температурах в грунт будет практически нулевой. Таким образом, площадь пролива нефти при отрицательной температуре окружающей среды ориентировочно будет меньше как минимум в 3 раза от максимально возможной площади пролива в теплый период времени.

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

### 3.4.3 Расчет последствий аварийных ситуации, связанных с возгоранием аварийных разливов нефти в результате разгерметизации выкидного трубопровода

Алгоритм расчета для всех сценариев пожара пролива нефти согласно Приложению В ГОСТ Р 12.3.047-2012:

1. Рассчитывается эффективный диаметр пролива  $d$ , м, по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}$$

где  $F$  - площадь пролива после фильтрации нефти в грунт, м<sup>2</sup>.

2. Рассчитывается длина пламени  $L$ , м, по формуле:

$$L = 42 \cdot d \cdot \left[ \frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right]^{0.61}$$

где  $m'$  - удельная массовая скорость выгорания нефти, кг/(м<sup>2</sup>·с);

$\rho_a$  - плотность окружающего воздуха, кг/м<sup>3</sup> - 1,2;

$g$  - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>.

3. Определяется угловой коэффициент облученности  $F_q$  по формуле:

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_H^2}$$

Где  $F_v$  и  $F_H$  - факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени, по формулам:

$$F_v = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ -E \cdot \arctg D + E \cdot \left[ \frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot b \cdot (1 + a \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \arctg \left( \frac{A \cdot D}{B} \right) + \right. \\ \left. + \frac{\cos \theta}{C} \cdot \left[ \arctg \left( \frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \arctg \left( \frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] \right\}$$

$$F_H = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ \arctg \left( \frac{1}{D} \right) + \frac{\sin \theta}{C} \cdot \left[ \arctg \left( \frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \arctg \left( \frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] - \right. \\ \left. - \left[ \frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot (b+1 + a \cdot b \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \arctg \left( \frac{A \cdot D}{B} \right) \right\}$$

Слагаемые  $a$ ,  $b$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $E$ ,  $F$  рассчитываются по формулам В.8-В.15 Приложения В ГОСТ Р 12.3.047-2012 [18].

4. Определяется коэффициент пропускания атмосферы  $\tau$  по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (X - 0,5 \cdot d)]$$

5. Интенсивность теплового излучения  $q$ , кВт/м<sup>2</sup>, рассчитывают по формуле:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau$$

где  $E_f$  - среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>;

$F_q$  - угловой коэффициент облученности;

$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

$E_f$  принимается по таблице 3.20.

|      |        |      |       |       |      |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |

**Таблица 3.32- Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельная массовая скорость выгорания для некоторых жидких углеводородных топлив**

| Топливо     | $E_f$ , кВт/м <sup>2</sup> при $d$ , м |     |     |     |     | $m'$ ,<br>кг/(м <sup>2</sup> ·с) |
|-------------|--|-----|-----|-----|-----|----------------------------------|
|             | 10                                     | 20  | 30  | 40  | 50  |                                  |
| СПГ (метан) | 220                                    | 180 | 150 | 130 | 120 | 0,08                             |
| Нефть       | 25                                     | 19  | 15  | 12  | 10  | 0,04                             |

Примечание: Для диаметров очага менее 10 м или более 50 м следует принимать  $E_f$  такой же, как и для очагов диаметром 10 м и 50 м соответственно

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |        |      |       |       |      |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изд. | Кол.уч | Лист | Недок | Подп. | Дата |
|      |        |      |       |       |      |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

|        |              |              |
|--------|--------------|--------------|
| Инв. № | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|        |              |              |

|         |  |
|---------|--|
| Изм.    |  |
| Кол.уч. |  |
| Лист    |  |
| №доку   |  |
| Подп.   |  |
| Дата    |  |

**Таблица 3.33 - Показатели, характеризующие уровни теплового воздействия при пожаре пролива нефтепродуктов при разгерметизации выкидного трубопровода**

| Наименование опасного участка                 | Расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м |   |   |  |  |   |
|---|--|---|---|--|--|---|
|   | при интенсивности теплового излучения                                  |   |   |  |  |   |
|   | 1,4 кВт/м <sup>2</sup><br>безопасная<br>интенсивность                  | 4,2 кВт/м <sup>2</sup><br>безопасная для<br>человека в<br>брезентовой<br>одежде | 7,0 кВт/м <sup>2</sup><br>ожог 2<br>степени<br>через<br>30-40 с | 10,5 кВт/м <sup>2</sup> ожог 2<br>степени через<br>12-16 с | 12,9 кВт/м <sup>2</sup><br>Воспламенение<br>древесины с<br>шероховатой<br>поверхностью<br>(влажность 12 %)<br>15 мин | 17,0 кВт/м <sup>2</sup><br>Воспламенение<br>древесины,<br>окрашенной<br>масляной<br>краской по<br>строганной<br>поверхности;<br>воспламенение<br>фанеры |
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ      | 12,6   | 7,5   | 5,7   | 4,6  | 4,2  | 3,8   |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ      | 22,6   | 13,7  | 10,7  | 8,9  | 8,3  | -   |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 9,3  | 5,5   | 4,1   | 3,3  | 3,0  | 2,7   |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 64,6   | 41,4  | 33,3  | 28,2   | 26,3   | 24,8  |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

### 3.4.4 Расчет последствий аварийных ситуации, связанных с взрывом облака ТВС в результате разгерметизации выкидного трубопровода

Расчет участвующей во взрыве массы вещества и радиусов зон разрушений произведен согласно Приказу №137 от 31 марта 2016 г.

Для количественной оценки параметров воздушных ударных волн при взрывах ТВС рассмотрены частичная разгерметизация и полное разрушение трубопроводов, выброс нефти в окружающую среду, образование облака ТВС, иницирование ТВС, взрывное превращение (горение или детонация) в облаке ТВС.

Для расчета параметров ударных волн при взрыве облака ТВС учтены характеристики горючего вещества, содержащегося в облаке ТВС, агрегатное состояние ТВС (газовое или гетерогенное), средняя концентрация горючего вещества в смеси  $C_f$ , стехиометрическая концентрация горючего газа с воздухом  $C_{ст}$ , масса горючего вещества в облаке, участвующая в создании поражающих факторов взрыва,  $M_f$ , удельная теплота сгорания горючего вещества  $q_f$ , информация об окружающем пространстве.

В качестве основных структурных элементов алгоритма расчета последствий аварийных взрывов ТВС рассмотрено:

- определение массы горючего вещества, содержащегося в облаке ТВС; определение эффективного энергозапаса ТВС;
- определение ожидаемого режима взрывного превращения ТВС;
- расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных ударных волн для различных режимов;
- определение дополнительных характеристик взрывной нагрузки;
- оценка поражающего воздействия взрыва ТВС.

Результаты расчетов приведены в табл. 3.34.

**Таблица 3.34 - Показатели, характеризующие уровни ударного воздействия при взрыве облака ТВС, при аварии на проектируемых технологических трубопроводах**

| Наименование оборудования                     | Радиусы поражения ударной волной взрыва при избыточном давлении, м |    |    |    |      |      | Масса паров, кг |
|---|--|----|----|----|------|------|-----------------|
|   | 100  | 53 | 28 | 12 | 5    | 3    |                 |
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ      | 0  | 0  | 0  | 0  | 0    | 0    | 6,4             |
| Выкидной трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ      | 0  | 0  | 0  | 0  | 0    | 10,7 | 30              |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 0  | 0  | 0  | 0  | 0    | 0    | 3,2             |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 0  | 0  | 0  | 0  | 29,7 | 53,2 | 273             |

### 3.4.5 Расчёт зон загазованности

Расчёт зон загазованности проведен в соответствии с Приложением Б ГОСТ Р 12.3.047 - 2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».

Основные результаты расчетов зон загазованности приведены в таблице 3.23.

**Таблица 3.35– Данные о размерах вероятных зон загазованности территории**

| Наименование оборудования                | Масса вещества, участвующего в загазованности, т | Радиус зоны ( $R_{нкпр}$ ), м | Высота зоны ( $Z_{нкпр}$ ), м |
|--|--|-------------------------------|-------------------------------|
| Выкидной трубопровод от скв. № 3 до АГЗУ | 2  | 308                           | 10,3                          |
| Выкидной                                 | 9,5  | 861                           | 28,7                          |

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |         |      |        |       |      |                     |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|---------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|      |         |      |        |       |      |                     | 37   |



|   |    |      |       |
|---|----|------|-------|
| трубопровод от скв. № 5 до АГЗУ               |    |      |       |
| Выкидной трубопровод от скв. № 7 до АГЗУ      | 1  | 195  | 6,5   |
| Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до т.вр. | 87 | 3715 | 123,8 |

При загазованности, подразумевается, что обслуживающий персонал оснащен переносными газоанализаторами и СИЗ для защиты органов дыхания, тем самым персонал эвакуируется из зоны действия поражающих факторов до начала их негативного воздействия, потерь не ожидается.

### **3.4.6 Вывод о результатах расчета границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на проектируемом оборудовании**

Рассмотренные чрезвычайные ситуации на проектируемом объекте относятся к категории локального значения (объем пролива не выходит за пределы территории организации (объекта), при этом количество людей, погибших и (или) получивших ущерб здоровью, составляет не более 10 человек) (п.1 ПП РФ от 21 мая 2007 г. N 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

По результатам расчетов последствий аварийных ситуаций в п.3.4.1-3.4.5 выделен наиболее опасный сценарий развития аварии:

Разгерметизация Нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до т.вр.→выход нефти на поверхность вокруг трассы трубопровода →испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → при появлении источника инициирования - последующее воспламенение → горение пролива→тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения

Объем пролива нефти после ее фильтрации в грунт при реализации аварии по данному сценарию составит 96,066 м<sup>3</sup>, площадь пролива после фильтрации нефти в грунт – 1921,328 м<sup>2</sup>.

### **3.5 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных ЧС природного и техногенного характера**

Обслуживание скважин Родинского месторождения будет осуществляться существующим персоналом бригады ЦДНГ-1 ООО «ННК-Самаранефтегаз» без увеличения численности.

Обслуживание выкидных трубопроводов осуществляется имеющимся персоналом ЦЭРТ-1 без увеличения численности.

Место постоянного нахождения персонала – УПСВ «Радаевская».

Проведение обслуживающих, профилактических и ремонтных работ выкидных трубопроводов осуществляется обслуживающим персоналом, выезжающим на объект на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева персонала, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви, а также биотуалет и устройство питьевого

Учитывая характер работы проектируемых сооружений, а также тот факт, что присутствие персонала возможно лишь при проведении ремонтных и/или профилактических работ, в зоне действия поражающих факторов в случае наиболее опасной по своим последствиям аварии возможно нахождение 2 человек, смертельного поражения не прогнозируется.

Объекты сторонних организаций в зону действия поражающих факторов при максимальных авариях на проектируемых объектах и сооружениях не попадают.

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|      |         |      |        |       |      |
|      |         |      |        |       |      |
|      |         |      |        |       |      |

### 3.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта

Оценка риска заключается в определении вероятности причинения вреда персоналу и населению и ущербу имуществу и окружающей природной среде.

Согласно п. 6.2.3 (примечание) ГОСТ Р 55201-2012 анализ риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта не требуется.

### 3.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте

#### 3.7.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Безопасность производственных процессов на предприятии достигается предупреждением опасной аварийной ситуации и обеспечивается:

- применением производственного оборудования имеющего сертификаты соответствия требованиям государственных стандартов, норм, правил, руководящих документов Госгортехнадзора России;
- применением герметичной запорной арматуры;
- рациональным размещением производственного оборудования и организацией рабочих мест.

Мероприятия по взрывоопасности, предусмотренные технологическими решениями:

- электрооборудование, входящее в комплект технологического оборудования, принято во взрывозащищенном исполнении;
- подземные дренажные емкости для сбора и откачки утечек оборудованы дыхательным клапаном с огневым предохранителем;
- дренажный трубопровод прокладывается в земле с уклоном в сторону дренажной емкости;
- защита трубопровода от атмосферной и почвенной коррозии;
- проверка на прочность и герметичность трубопровода после монтажа;
- соединения трубопроводов преимущественно сварные, фланцевые соединения применяются в основном для присоединения арматуры, приборов КИПиА и оборудования;
- расстояния между сооружениями, оборудованием и технологическими трубопроводами приняты в соответствии с требованиями «Рекомендаций по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ГОСТ Р 55990-2014.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами трубопроводы подвергаются наружному осмотру и испытанию на прочность и плотность пневматическим способом в соответствии с требованиями Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Утверждено Приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784.

Основные организационные мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций технологического оборудования:

- профессиональный отбор, обучение работников, проверка их знаний и навыков безопасного труда;
- применение средств защиты работников;
- соблюдение установленного порядка и организованности на каждом рабочем месте, высокой технологической и трудовой дисциплины.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Перечень таких работ, а также перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать наряд-допуск и руководить этими работами, утверждаются техническим директором предприятия.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкцией, устанавливающей требования к организации и безопасному проведению таких работ, а также утвержденным порядком оформления нарядов-допусков.

Для снижения опасности производства на объектах и сооружениях обустройства скважин в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

|      |         |      |        |       |      |              |              |              |                     |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|--------------|--------------|--------------|---------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|      |         |      |        |       |      |              |              |              |                     | 39   |



### 3.8.2 Сведения по мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта

В связи со спецификой проектируемого объекта мониторинг стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта настоящей проектной документацией не предусматривается.

В соответствии с п.4.9 ГОСТ Р 22.1.12-2005 проектируемый объект не входит в перечень категорий объектов, которые в обязательном порядке подлежат установке СМИС, так как на нем получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества в количествах, не превышающих предельно установленные законодательством Российской Федерации (ФЗ №116 ред. от 11.06.2021 г.), а также не входит в категорию объектов обустройства нефтяных месторождений на шельфах морей.

Разработка структурированной системы мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений (СМИС) не требуется.

### 3.8.3 Сведения по мониторингу опасных природных процессов и явлений

Мониторинг опасных природных процессов и оповещение о них осуществляется ведомственными системами Росгидромета и Российской Академии Наук.

Мониторинг опасных гидрометеорологических процессов ведется Самарским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды - филиалом Федерального государственного бюджетного учреждения «Поволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» с использованием собственной сети гидро- и метеорологических постов.

Оповещение персонала проектируемого объекта о природных явлениях и получение информации о ЧС природного характера предполагается осуществлять от оперативного дежурного ГУ МЧС России по Самарской области через ведомственную систему оповещения с вовлечением соответствующих подразделений предприятия в порядке административной подчиненности.

### 3.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах

К числу мероприятий по защите персонала относится обеспечение средствами индивидуальной защиты, поддержание их в исправном состоянии, соответствие материально-технического имущества для обеспечения действий в ЧС штатной структуре персонала и установленным нормам.

В ходе строительства и эксплуатации объекта предусматривается:

- организация технического надзора за строительством объекта;
- соблюдение сроков и качества технического обслуживания и ремонта технологического оборудования;
- обучение и регулярная проверка знаний персонала, строгое соблюдение порядка допуска к выполнению огневых работ;
- немедленное и неукоснительное выполнение предписаний по устранению нарушений, выявленных органами Госпожнадзора МЧС РФ, других надзорных и контролирующих органов;
- проведение инструктажей по технике безопасности, пожарной безопасности.

Основными мероприятиями по защите персонала в условиях ЧС являются:

- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожи;
- развертывание пунктов оказания первой медицинской помощи пострадавшим;

|              |              |              |                     |       |      |  |  |  |      |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |                     |       |      |  |  |  | Лист |
|              |              |              | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |       |      |  |  |  |      |
| Изм.         | Кол.уч.      | Лист         | № док.              | Подп. | Дата |  |  |  |      |

- организационный вывод из взрывопожароопасной зоны и возможной зоны химического заражения персонала, не участвующего в ликвидации аварии;
- установление особого режима допуска и соблюдение правил поведения в зоне ЧС.

### 3.10 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями

Мероприятия по инженерной защите территории объекта, зданий, сооружений и оборудования от опасных геологических процессов и природных явлений приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.31- Мероприятия по инженерной защите зданий и сооружений

| № п/п | Наименование природного процесса, опасного природного явления | Мероприятия по инженерной защите   |
|-------|---|--|
| 1     | Сильный ветер   | По карте районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») территория изысканий по давлению ветра относится к III району со значением показателя 0,38 кПа. 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).<br><br>Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по частоте повторяемости и интенсивности пляске проводов и тросов (ПУЭ 7 [10]) территория изысканий относится к району с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).  |
| 2     | Сильный ливень  | Атмосферные осадки по данным МС Серноводск на исследуемой территории составляют в среднем за год 462 мм.   |
| 3     | Сильный снег  | По Карте 1 Районирование территории Российской Федерации по весу снегового покрова (СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») район изысканий относится к IV району, для которого вес снегового покрова (Sg) на 1 м <sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли составляет 2,0 кПа.   |
| 4     | Сильный мороз   | По Карте 1 Районирование территории Российской Федерации по весу снегового покрова (СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») район изысканий относится к IV району, для которого вес снегового покрова (Sg) на 1 м <sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли составляет 2,0 кПа.   |
| 5     | Гроза   | В соответствии с положениями СП 77.13330, ГОСТ 12.1.030, ПУЭ и ГОСТ Р 50571.5.54-2011 проектом предусмотрено заземление на общий контур заземления всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции.<br><br>Корпуса приборов заземлены в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и СП 77.13330. Каждый корпус прибора, подлежащий заземлению, присоединяется к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное заземление не допускается.<br><br>Соединение заземляющих и нулевых защитных проводников выполняется болтовым соединением. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82. |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

42

| № п/п | Наименование природного процесса, опасного природного явления | Мероприятия по инженерной защите  |
|-------|---|---|
|       |   | <p>Во взрывоопасных зонах заземление осуществляется непосредственно на полосу контура заземления. Заземление через металлоконструкции, подключенные к контуру заземления, не допускается.</p> <p>Экраны кабелей заземляются со стороны контроллера АСУ ТП, если иное не оговорено в инструкции производителя КИПиА. Со стороны приборов экраны необходимо свернуть и изолировать.</p> <p>Металлические оболочки и броня контрольных кабелей должны быть соединены между собой гибким медным проводом, а также с металлическими корпусами муфт и металлическими опорными конструкциями. Сечение заземляющих проводников для контрольных кабелей должно быть не менее 6 мм<sup>2</sup>.</p> |
| 6     | Эрозионные процессы   | Для защиты территории строительства от эрозионных процессов предусматривается рекультивация земель с последующим посевом многолетних трав.  |
| 7     | Природные пожары  | <p>Проектные сооружения расположены на достаточном удалении от лесных массивов, чем обеспечивается исключение возможности перекидывания возможных природных пожаров на технологические площадки.</p> <p>Для предотвращения распространения степных пожаров предусматривается пропахивание территории по периметру вокруг площадок проектируемых сооружений в виде полосы шириной, обеспечивающей недопущение перекидывания пламени на защищаемые объекты.</p>   |

### 3.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации ЧС и их последствий

Финансирование мероприятий по ликвидации чрезвычайных ситуаций проводится за счет средств организаций попавших в зоны чрезвычайных ситуаций, средств ООО «ННК-Самаранефтегаз» и соответствующих бюджетов, страховых фондов и других источников.

При недостаточности средств на финансирование мероприятий по ликвидации чрезвычайных ситуаций из средств ООО «ННК-Самаранефтегаз» готовится обращение в правительство через ГУ МЧС России о выделении средств из резервного фонда Правительства. Для экстренного привлечения необходимых средств ликвидации чрезвычайных ситуаций создаются резервы финансовых и материальных ресурсов. Резерв материальных ресурсов создается заблаговременно в целях экстренного привлечения необходимых средств для первоочередного жизнеобеспечения пострадавших работников (населения), оказания им помощи, обеспечения аварийно-спасательных и других неотложных работ в случае возникновения чрезвычайных ситуаций, а также для ликвидации угрозы и последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

### 3.12 Технические решения по системам оповещения о ЧС (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)

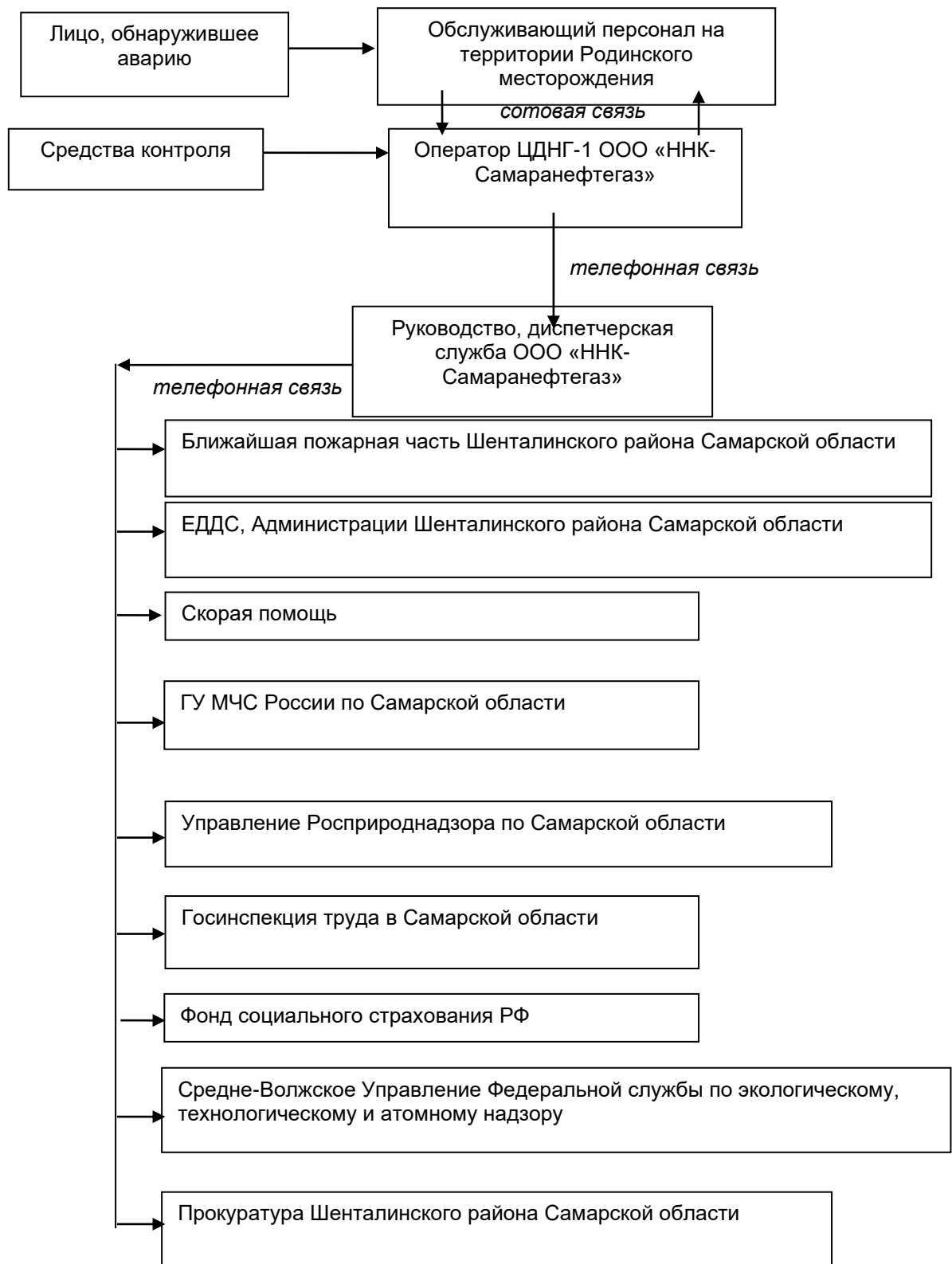
Система управления, связи и оповещения разработана в соответствии с требованиями существующей нормативной и законодательной базы, и нацелена на обеспечение оптимального варианта решения задач по предупреждению и ликвидации ЧС.

|              |  |
|--------------|--|
| Взам. инв. № |  |
| Подп. и дата |  |
| Инв. № подл. |  |

|      |         |      |        |       |      |  |                     |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|--|---------------------|------|
|      |         |      |        |       |      |  | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ | Лист |
|      |         |      |        |       |      |  |                     | 43   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |  |                     |      |

Основными руководящими документами при разработке системы являлись № 68-ФЗ, Постановление Правительства от 30 декабря 2003 г. № 794, Постановление Правительства от 24 марта 1997 г. № 334.

Схема оповещения при возникновении аварии на территории скв. №50 Родинского месторождения приведена на рисунке 3.2.



**Рисунок 3.2 - Схема оповещения при возникновении аварии на территории скв. №50 Родинского месторождения**

|              |              |              |      |         |      |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |      |         |      |
|              |              |              | Изм. | Кол.уч. | Лист |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

### 3.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при ЧС и их ликвидации

Проведение профилактических и ремонтных работ технологического оборудования наружных установок осуществляется обслуживающим персоналом, периодически выезжающим на установки на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева рабочих, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви и т.д.

Место базирования работников в зоны действия поражающих факторов не попадает.

### 3.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при ЧС природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС

В случае ЧС природного и техногенного характера эвакуация персонала с территории объекта осуществляется автотранспортом по существующим дорогам и вдольтрассовым проездам.

|              |              |              |        |       |      |                     |  |  |      |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|---------------------|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |        |       |      |                     |  |  | Лист |
|              |              |              |        |       |      |                     |  |  | 45   |
| Изм.         | Кол.уч.      | Лист         | № док. | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |  |  |      |



## 4 Перечень используемых сокращений и обозначений

**АГЗУ** – автоматизированная газомерная установка

**АРМ** – автоматизированное рабочее место

**АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления

**АХОВ** – аварийно химически опасное вещество

**ВЛ** – высоковольтная линия

**ГО** – гражданская оборона

**ГУ МЧС России** – Главное управление Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

**КП** – контролируемый пункт

**КТП** – комплектная трансформаторная подстанция

**КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и аппаратура

**ЛВЖ** – легко воспламеняющаяся жидкость

**НКПВ** – нижний концентрационный предел воспламенения

**НСП** – нефтестабилизационное производство

**ПДК** – предельно допустимая концентрация

**ПОО** – потенциально опасный объект

**ПС** - подстанция

**РИТС** – региональная инженерно – техническая служба

**СУГ** – сжиженный углеводородный газ

**ТВС** – топливно – воздушная смесь

**ЦИТС** – центральная инженерно – техническая служба

**ЦСОИ** – центр сбора и обработки информации

**ЦЛАП** – центр ликвидации аварийных проливов

**УПСВ** – установка предварительного сброса воды

**ЮГМ** – южная группа месторождений

**ЦЭРТ** – цех эксплуатации и ремонта трубопроводов

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа

**ЧС** – чрезвычайная ситуация

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

46



- 25. Лазарев Н.В. «Вредные вещества в промышленности. Справочник» Л.: Химия, 1976г.;
- 26. А.Я. Корольченко, Д.А. Корольченко «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», Справочник, издание второе, переработанное и дополненное, 2004г.;
- 27. Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990;
- 28. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. Учебное пособие – 3 изд.» Лурье М.В.

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

# Приложения

## Приложение А Копия перечня исходных данных МЧС



МЧС РОССИИ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,  
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ  
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ  
ПО САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ  
(Главное управление МЧС России  
по Самарской области)

ул. Галактионовская 193, г. Самара, 443100  
тел. (846) 338-96-06, факс (846) 337-05-72  
E-mail: GU@63.mchs.gov.ru

03.05.2023 № 2645-2-4-7

Заместителю генерального директора  
ООО «СВЗК»

Кузнецову К.С.

ул. Ставропольская, д. 3, оф.403, г. Самара,  
443090

### Исходные данные

**о состоянии потенциальной опасности намечаемого района строительства  
и для разработки мероприятий по гражданской обороне,  
мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и  
техногенного характера, включаемые в состав проектной документации:  
«Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения»**

Сообщаю исходные данные о состоянии потенциальной опасности намечаемого района строительства и подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации объекта капитального строительства: «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения»:

1. Строительство объекта будет производиться на территории муниципального района Шенталинский Самарской области, Родинское месторождение.
2. Проектируемому объекту категория по ГО в соответствии с критериями не присваивается.
3. При разработке раздела «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» («ПМ ГОЧС») в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55201-2012 учесть:
  - территория Шенталинского района Самарской области, на которой находится проектируемый объект, не отнесена к группе по ГО;
  - территория проектируемого объекта находится вне зоны возможных сильных разрушений, вне зоны возможного опасного радиоактивного загрязнения и вне зоны возможного опасного химического заражения (СНиП 2.01.51-90; СП 165.1325800-2014);
  - территория Шенталинского района Самарской области, на которой находится проектируемый объект, подвержена природным воздействиям, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций: ураганные ветры (до 30 м/сек.); снежные заносы; гололед; град; ливни; грозы.

|      |         |      |       |       |      |
|------|---------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|      |         |      |       |       |      |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

49

4. Защитные сооружения гражданской обороны для укрытия обслуживающего персонала в пределах радиуса сбора отсутствуют (СНиП 2.01.51-90; СП 165.1325800-2014).

5. В составе раздела «ПМ ГОЧС» учесть опасные природные процессы в районе площадки строительства объекта на основании результатов инженерно-геологических изысканий.

При разработке раздела «ПМ ГОЧС» учесть возможность возникновения чрезвычайных ситуаций в результате возможных аварий на объекте:

пожара; взрыва; разлива нефтепродуктов; разгерметизации оборудования; нарушения электроснабжения;

иных возможных аварий, исходя из технологии работы объекта.

Отразить в разделе «ПМ ГОЧС» мероприятия по обеспечению взрывопожаробезопасности объекта, в соответствии с обязательными требованиями, установленными федеральными законами о технических регламентах, и требованиями нормативных документов по пожарной безопасности, с учетом нормативного времени прибытия первых пожарно-спасательных подразделений.

Разработать решение по организации эвакуации людей с территории проектируемого объекта и обеспечению беспрепятственного ввода на территорию объекта сил и средств для ликвидации ЧС, а также обеспечению необходимым количеством сорбента для ликвидации аварий, связанных с разливом нефтепродуктов.

Предусмотреть создание резерва финансовых ресурсов для ликвидации ЧС природного и техногенного характера на проектируемом объекте.

6. Утвержденную по результатам экспертизы проектную документацию объекта: «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» в составе раздела «ПМ ГОЧС» направить в 1 экземпляре в Главное управление МЧС России по Самарской области для осуществления контроля в ходе последующей эксплуатации объекта.

Приложение: Перечень основных руководящих, нормативных и методических документов по гражданской обороне, защите населения и территории, требования которых должны быть соблюдены при проектировании отдельных инженерных систем, технологического оборудования, зданий и сооружений, на 2 л. в 1 экз.

Начальник Главного управления



О.В. Бойко

(846) 332-35-71

|              |              |              |        |       |      |                     |      |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|---------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |        |       |      |                     | Лист |
|              |              |              |        |       |      |                     |      |
| Изм.         | Кол.уч.      | Лист         | № док. | Подп. | Дата | ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ |      |

## Приложение Б

### Выписка из единого реестра сведений о членах СРО



АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

**6316089704-20230215-0933**

(регистрационный номер выписки)

**15.02.2023**

(дата формирования выписки)

#### ВЫПИСКА

**из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах**

**Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:**

**Общество с ограниченной ответственностью "Средневолжская землеустроительная компания"**

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

**1046300551990**

(основной государственный регистрационный номер)

#### 1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

|     |   |  |
|-----|---|--|
| 1.1 | Идентификационный номер налогоплательщика   | 6316089704   |
| 1.2 | Полное наименование юридического лица<br>(Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)                   | Общество с ограниченной ответственностью "Средневолжская землеустроительная компания"                                |
| 1.3 | Сокращенное наименование юридического лица  | ООО "Средневолжская землеустроительная компания"   |
| 1.4 | Адрес юридического лица<br>Место фактического осуществления деятельности<br>(для индивидуального предпринимателя) | 443110, Россия, Самарская область, г. Самара, ул.Осипенко, д.1, А  |
| 1.5 | Является членом саморегулируемой организации  | Саморегулируемая организация Ассоциация проектных предприятий Группа компаний «Промстройпроект» (СРО-П-130-28012010) |
| 1.6 | Регистрационный номер члена саморегулируемой организации  | П-130-006316089704-0088  |
| 1.7 | Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации                                      | 07.07.2010   |
| 1.8 | Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения                   |  |

#### 2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:

|   |   |  |
|---|---|--|
| 2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)<br>(дата возникновения/изменения права) | 2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)<br>(дата возникновения/изменения права) | 2.3 в отношении объектов использования атомной энергии<br>(дата возникновения/изменения права) |
| Да, 07.07.2010  | Да, 23.06.2010  | Нет  |



1

|              |              |              |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|              |              |              |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
|      |         |      |        |       |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

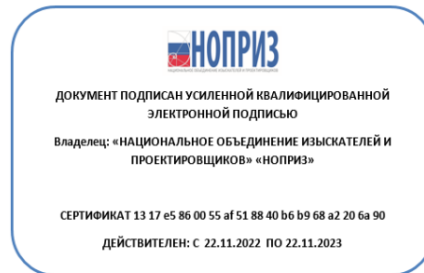
ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

51

| <b>3. Компенсационный фонд возмещения вреда</b>                    |  |   |
|--|--|---|
| 3.1  | Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда  | <b>Второй уровень ответственности<br/>(не превышает пятьдесят миллионов рублей)</b> |
| 3.2  | Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства  |   |
| <b>4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств</b> |  |   |
| 4.1  | Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств      | <b>10.05.2017</b>   |
| 4.2  | Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств | <b>Второй уровень ответственности<br/>(не превышает пятьдесят миллионов рублей)</b> |
| 4.3  | Дата уплаты дополнительного взноса   | <b>Нет</b>  |
| 4.4  | Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров  |   |
| <b>5. Фактический совокупный размер обязательств</b>               |  |   |
| 5.1  | Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки   | <b>22727000 руб.</b>  |

Руководитель аппарата



А.О. Кожуховский

2



|               |              |              |
|---------------|--------------|--------------|
| Инва. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|               |              |              |

|      |         |      |        |       |      |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|      |         |      |        |       |      |

ПИР0001.001-ГОЧС-ТЧ

Лист

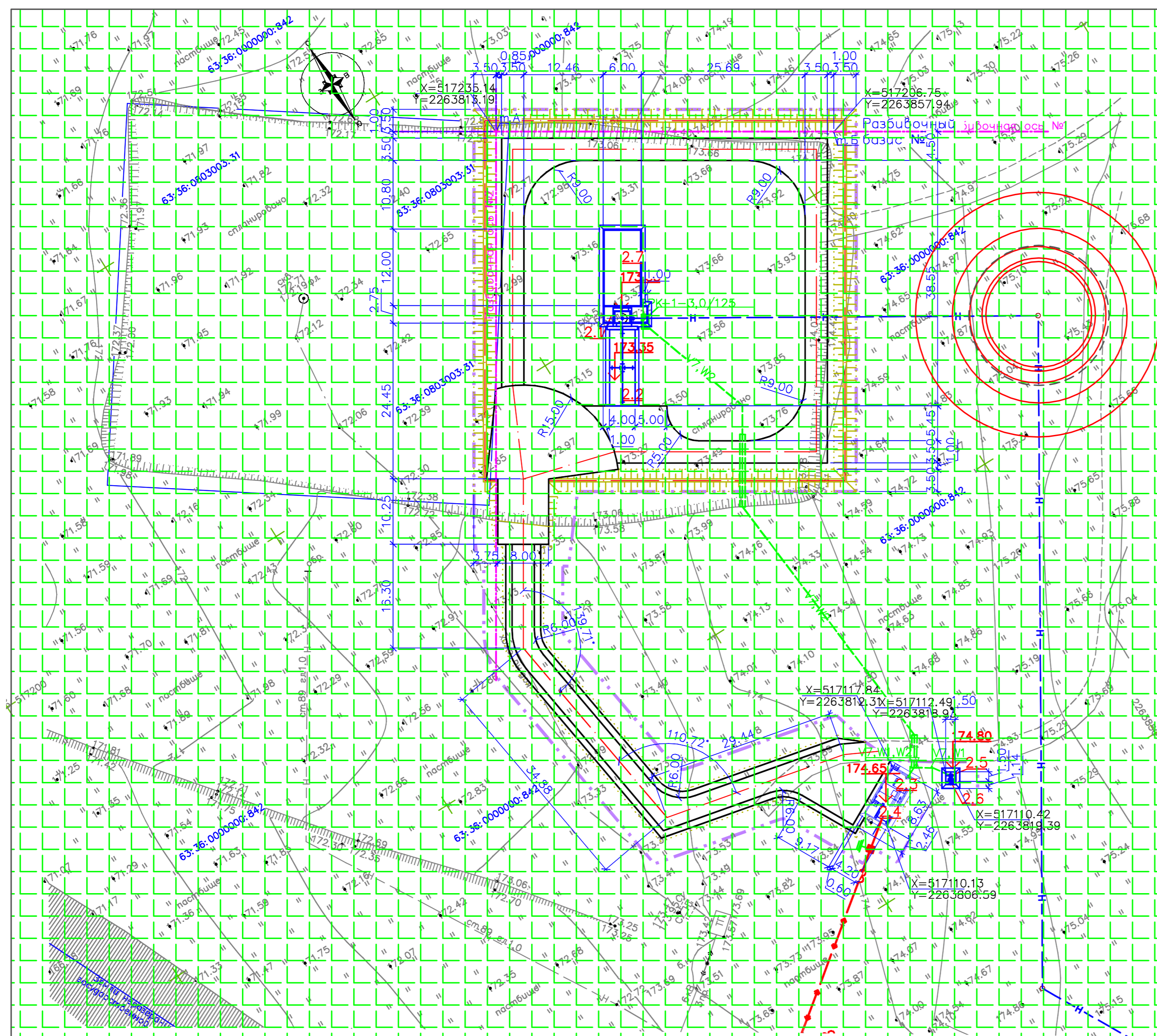
52





Экспликация зданий и сооружений

| Номер на плане  | Наименование  | Примечание |
|---|---|------------|
| Проектируемые здания и сооружения.<br>Этап строительства. Скважина №5 |   |            |
| 2.1   | Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001 |            |
| 2.2   | Площадка под ремонтный агрегат. 003                 |            |
| 2.3   | Станция управления. 306                             |            |
| 2.4   | Подстанция трансформаторная комплектная. 303        |            |
| 2.5   | Шкаф КИПиА 364                                      |            |
| 2.6   | Радиомачта. 355                                     |            |
| 2.7   | Площадка под передвижные мостки. 004                |            |



Условные обозначения

|  |   |
|--|---|
|  | Проектируемые здания и сооружения                         |
|  | Существующие здания и сооружения                          |
|  | Проектируемые автодороги и подъезды                       |
|  | Существующие автодороги                                   |
|  | Существующие откосы                                       |
|  | Проектируемые откосы                                      |
|  | Проектируемый нефтепровод                                 |
|  | Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)    |
|  | Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ (подземный) |
|  | Проектируемая кабель КИПиА (подземный)                    |
|  | Проектируемая трасса ВЛ 10кВ                              |
|  | Условная граница проектирования                           |

- Примечание:
1. За разбивочный базис №1 принята прямая, проходящая через т.А с координатой X=517235.14; Y=2263813.19 и т.Б с координатой X=517206.75; Y=2263857.94. Прямая А-Б является северо-восточным краем обвалования проектируемого куста.
  2. Система координат – МСК 63 2 зона
  3. Система высот – Балтийская
  4. Инженерные сети показаны условно. Сводный план инженерных сетей смотреть совместно с чертежами смежных марок
  5. До начала строительства необходимо произвести демонтаж всех наземных и подземных сооружений, попадающих в зону застройки.

Согласовано  
Взам. инж. №  
Полн. и дата  
Инв. №подл.

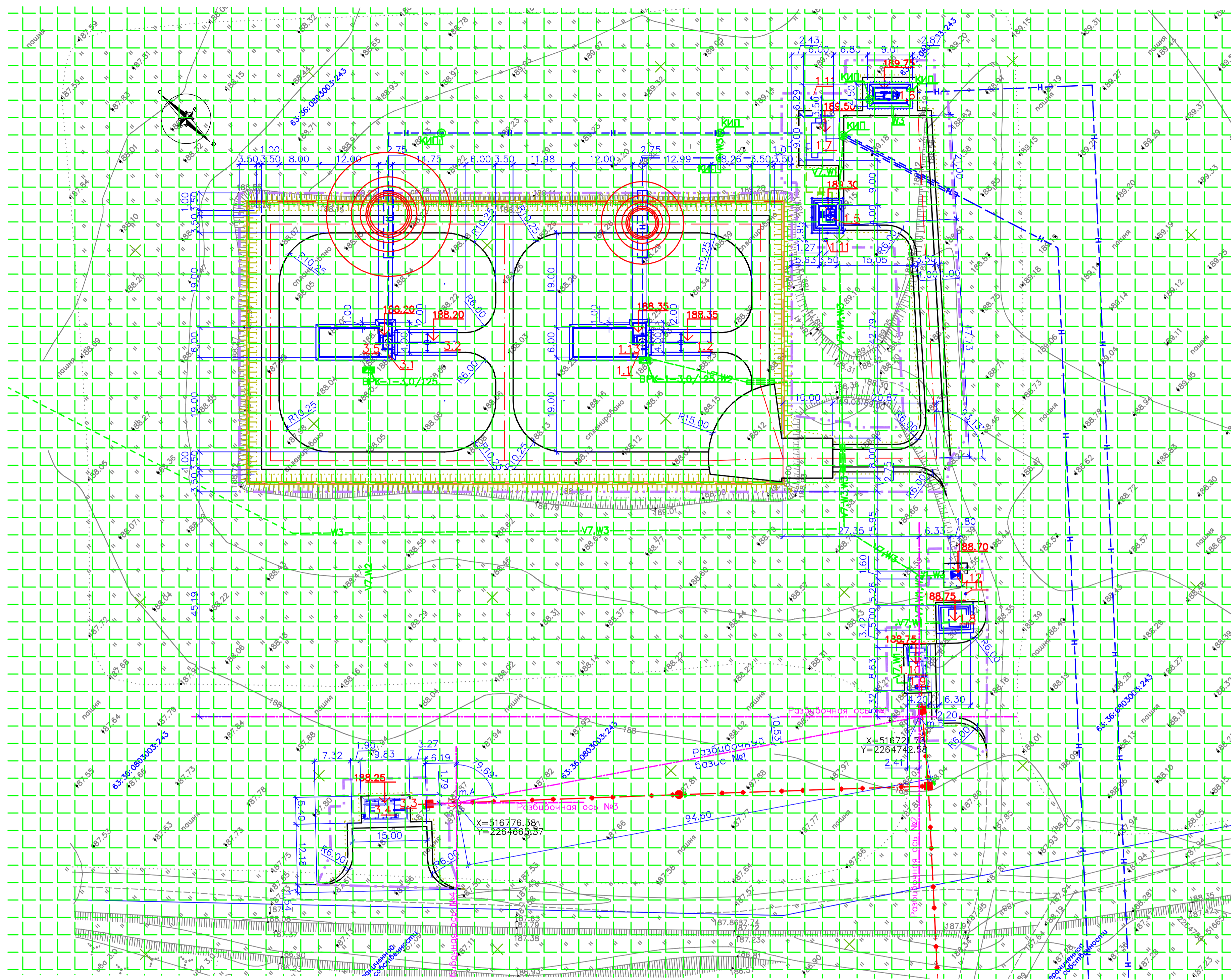
|   |          |       |            |       |
|---|----------|-------|------------|-------|
| ПИР001.001-П-ГОЧС-Ч-002   |          |       |            |       |
| Сбор нефти и газа со скважин №3,5,7<br>Родинского месторождения   |          |       |            |       |
| Изм.  | Колуч.   | Лист  | № док.     | Погн. |
| Разраб.   | Миронова | 04.23 |            | 04.23 |
| Проверил  | Нефедов  | 04.23 |            | 04.23 |
| Нач.отг.  | Нефедов  | 04.23 |            | 04.23 |
| Н.контр.  | Шешунова | 04.23 |            | 04.23 |
| ГИП   | Драгина  | 04.23 |            | 04.23 |
| Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера                                  |          |       | Стадия     | Лист  |
|   |          |       | П          | 2     |
| План расположения оборудования. Скважина №5. Радиусы зон действия поражающих факторов в случае разгерметизации выкидного трубопровода от скв. №5. Зона загазованности |          |       | 000 "СВЗК" |       |

Экспликация зданий и сооружений

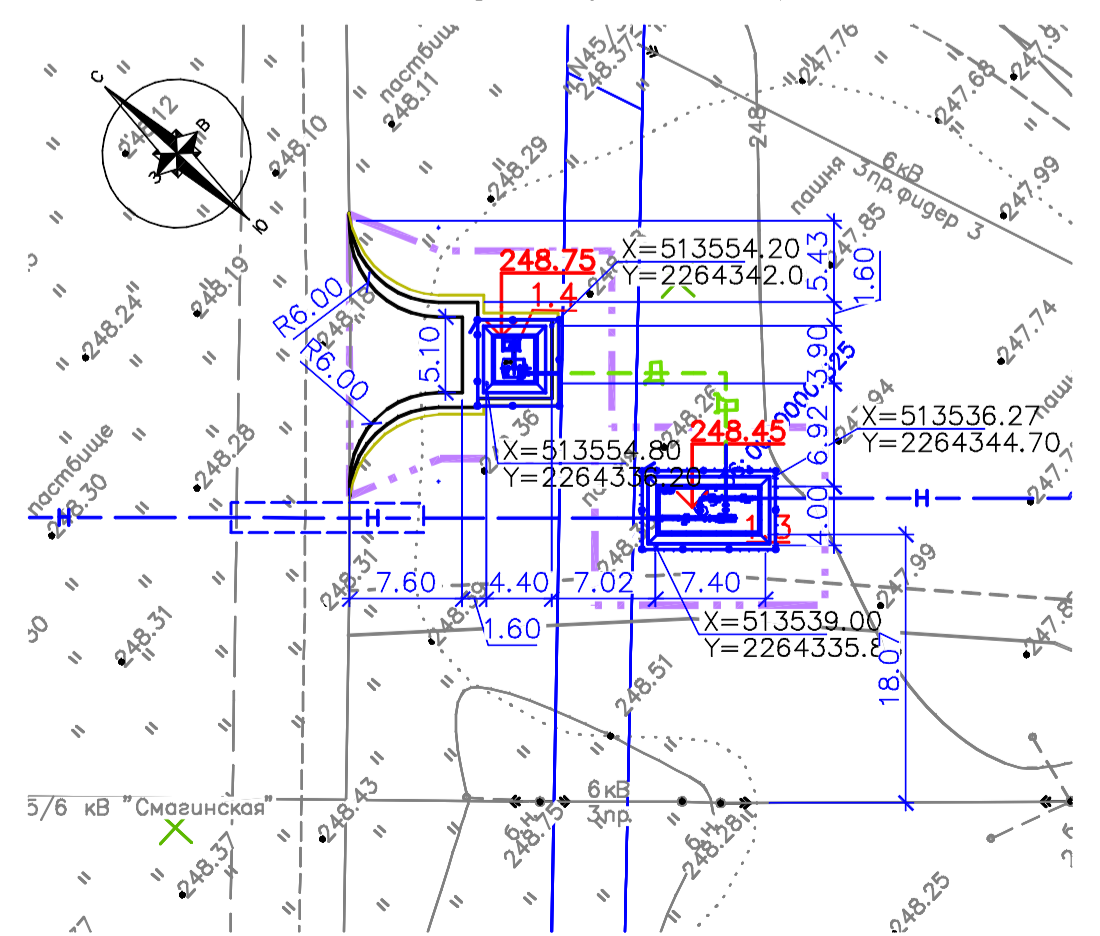
| Номер на плане   | Наименование  | Примечание |
|--|---|------------|
| Проектируемые здания и сооружения. Этап строительства. Скважина №7 |   |            |
| 1.1  | Площадка приустьевая нефтяная скважина (с ЭЦН). 001         |            |
| 1.2  | Площадка под ремонтный аврелат. 003                         |            |
| 1.3  | Узел приема СОД. 010  |            |
| 1.4  | Емкость дренажная. 006                                      |            |
| 1.5  | Емкость дренажная. 006                                      |            |
| 1.6  | Узел пуска СОД. 009   |            |
| 1.7  | Установка измерительная (технологический блок). 015.1       |            |
| 1.8  | Установка измерительная (блок контроля и управления). 015.2 |            |
| 1.9  | Подстанция трансформаторная комплектная. 303                |            |
| 1.10   | Станция управления. 306                                     |            |
| 1.11   | Молниеприемник. 355   |            |
| 1.12   | Станция катодной защиты. 331                                |            |
| 1.13   | Площадка под передвижные мостки. 004                        |            |
| Проектируемые здания и сооружения. Этап строительства. Скважина №3 |   |            |
| 3.1  | Площадка приустьевая нефтяная скважина (с ЭЦН). 001         |            |
| 3.2  | Площадка под ремонтный аврелат. 003                         |            |
| 3.3  | Подстанция трансформаторная комплектная. 303                |            |
| 3.4  | Станция управления. 306                                     |            |
| 3.5  | Площадка под передвижные мостки. 004                        |            |

Условные обозначения

|  |   |
|--|---|
|  | Проектируемые здания и сооружения             |
|  | Существующие здания и сооружения              |
|  | Проектируемые автодороги и подъезды           |
|  | Существующие автодороги                       |
|  | Существующие откосы                           |
|  | Проектируемые откосы                          |
|  | Проектируемый нефтепробог                     |
|  | Проектируемый электрический кабель до 1 кВ    |
|  | Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ |
|  | Проектируемый сети ЭХЗ                        |
|  | Проектируемый кабель КИПиА                    |
|  | Проектируемый дренажный трубопровод           |
|  | Проектируемая трасса ВЛ 10кВ                  |
|  | Условная граница проектирования               |



Площадка узла приема СОД



Примечание:

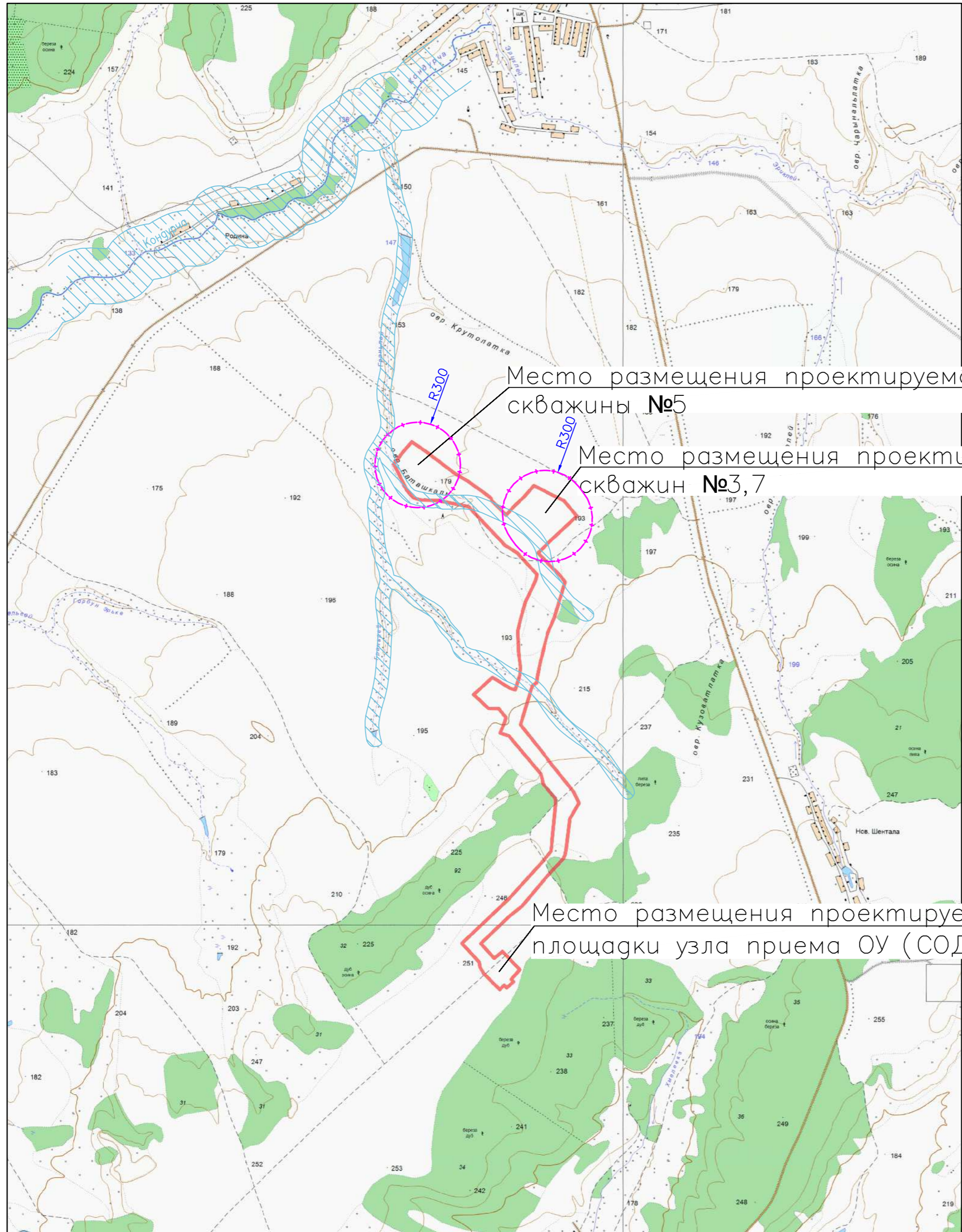
- За разбивочный базис №1 принята прямая, проходящая через т.А (закрепленная на местности точка Рр-3) с координатой X=516776.38; Y=2264665.37 и т.Б (закрепленная на местности точка Рр-4) с координатой X=516721.73; Y=2264742.58. Разбивка проектируемых зданий и сооружений производится от разбивочной оси №№1-2 и от оси №№3-4.
- Система координат - МСК 63 2 зона.
- Система высот - Балтийская.
- Инженерные сети показаны условно. Сводный план инженерных сетей смотреть совместно с чертежами смежных марок.
- До начала строительства необходимо произвести демонтаж всех наземных и подземных сооружений, попадающих в зону застройки.

| ПИР001.001-П-ГОЧС-Ч-001                                      |         |       |        |       |
|--|---------|-------|--------|-------|
| Сбор нефти и газа со скважин №3,5,7 Родинского месторождения |         |       |        |       |
| Изм.   | Код уч. | Лист  | № док. | Погр. |
| Разраб.  | Миронюк | 04.23 |        |       |
| Проберка   | Нефедов | 04.23 |        |       |
| Нач.отр.   | Нефедов | 04.23 |        |       |
| Н.контр.   | Шешунов | 04.23 |        |       |
| ГИП  | Драгина | 04.23 |        |       |

| Перемены мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера | Страницы | Листы | Листов |
|--|----------|-------|--------|
| П  | 1        | 2     |        |

000 "СВЗК"

Согласовано: \_\_\_\_\_  
Визировано: \_\_\_\_\_  
Инв. №подл. \_\_\_\_\_  
Погр. и дата: \_\_\_\_\_



Место размещения проектируемой скважины №5

Место размещения проектируемых скважин №3,7

Место размещения проектируемой площадки узла приема ОУ (СОД)

- Условные обозначения
- — граница участка изысканий
  - водоохранная зона водных объектов

Инв. №подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Согласовано

|  |         |      |          |                    |            |      |        |
|--|---------|------|----------|--------------------|------------|------|--------|
| ПИР0001.001 – П – ГОЧС – Ч – 003   |         |      |          |                    |            |      |        |
| Сбор нефти и газа со скважин №3,5,7 Родинского месторождения   |         |      |          |                    |            |      |        |
| Изм.   | Кол.уч. | Лист | № док.   | Подп.              | Дата       |      |        |
| Разраб.  |         |      | Миронова | <i>[Signature]</i> | 04.23      |      |        |
| Проверил   |         |      | Нефедов  | <i>[Signature]</i> | 04.23      |      |        |
| Нач.отг.   |         |      | Нефедов  | <i>[Signature]</i> | 04.23      |      |        |
| Н.контр.   |         |      | Шешунова | <i>[Signature]</i> | 04.23      |      |        |
| ГИП  |         |      | Драгина  | <i>[Signature]</i> | 04.23      |      |        |
| Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера |         |      |          |                    | Стадия     | Лист | Листов |
| Ситуационный план. Зона ЧС   |         |      |          |                    | П          | 3    |        |
|  |         |      |          |                    | ООО "СВЗК" |      |        |