

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера

2021/354/ДС112-PD-GOCHS

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС112

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

2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

2021/354/ДС112-PD-GOCHS

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС112

Заместитель директора

В.А.Войтенко

Главный инженер проекта

К.Н. Тепляков

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

2024

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера**

2021/354/ДС112-PD-GOCHS

Том 10.1

| | |
|----------------|--------------|
| Инов. № подл. | Взам. инв. № |
| Подпись и дата | |

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера**

2021/354/ДС112-PD-GOCHS

Том 10.1

Директор

А. В. Бессонов

Главный инженер проекта

Е. Н. Пешина

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

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|-----------------------------|--|------------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.S | Содержание тома | 2 |
| 2021/354/ДС112-PD-SPD | Состав проектной документации | 3 |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Текстовая часть | 4 |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.GCH | Графическая часть | |
| | Лист 1 – Ситуационный план | 140 |
| | Лист 2 - Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направлений эвакуации людей и материальных ценностей. Площадка скважины № 509 | 141 |
| | Лист 3 - Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направлений эвакуации людей и материальных ценностей. Площадка скважины № 518 | 142 |
| | Лист 4 - Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направлений эвакуации людей и материальных ценностей. Площадка скважины № 527 | 143 |
| | Лист 5 – Ситуационный план с указанием зоны поражения ударной волной при наиболее опасном сценарии аварий | 144 |
| | Лист 6 - Ситуационный план с указанием зон действия теплового излучения при наиболее опасном сценарии аварий | 145 |

| | | | | | | | | | | |
|----------------|---------|-----------|-------------|--------|---------|---------------------------|-----------------|--------|------|--------|
| Взам. инв. № | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| Подпись и дата | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| Инв. № подл. | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.S | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | Изм. | Кодч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | СОДЕРЖАНИЕ ТОМА | Стадия | Лист | Листов |
| | Разраб. | | Мурсалимова | | | | | П | | 1 |
| Н. контр. | | Кибукевич | | | | ООО «РСК-Инжиниринг» | | | | |
| ГИП | | Пешина | | | | | | | | |

Состав проектной документации сформирован отдельным томом 2021/354/ДС112-PD-SPD.

| | | | | | | | | | |
|------|-------|--------|-------|---------|------|----------------------------------|----------------------|------|--------------|
| Изм. | Колуч | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-SPD | | | |
| | | | | | | | | | Изм. № подл. |
| | | | | | | СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ | Стадия | Лист | Листов |
| | | | | | | | П | | 1 |
| | | | | | | | ООО «РСК-Инжиниринг» | | |
| ГИП | | Пешина | | | | | | | |

Содержание

Список разработчиков5

Заверение проектной организации6

1. Общие положения7

1.1 Данные об организации-разработчике7

1.2 Исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС.....7

1.3 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы7

1.3.1 Сведения о месторасположении7

1.3.2 Краткая характеристика проектируемого объекта.....9

1.4 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта13

2. Перечень мероприятий по гражданской обороне15

2.1 Сведения об отнесении организации, в состав которой входит объект проектирования, к категории по гражданской обороне15

2.2 Сведения о размещении проектируемого объекта относительно территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и организаций особой важности по гражданской обороне.....15

2.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в том числе зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки.....15

2.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции.....16

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.....17

2.6 Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий.....17

2.7 Мероприятия по световой и другим видам маскировки объектов организаций и территории их размещения20

2.8 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и защите их от радиоактивных и отравляющих веществ.....22

2.9 Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)22

| | | | | | | | | | | |
|---------------|----------------|-----------------------------|-------------|------|-------|---------|----------------------|--------|------|--------|
| Изм. инв. № | Подпись и дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | | | |
| | | Изм. | Колуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | | |
| Инов. № подл. | | Разраб. | Мурсалимова | | | | Текстовая часть | Стадия | Лист | Листов |
| | | | | | | | | П | 1 | 136 |
| | | Н. контр. | Кибукевич | | | | ООО «РСК-Инжиниринг» | | | |
| | | ГИП | Пешина | | | | | | | |

2.10 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения22

2.11 Решения по содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты23

2.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения26

2.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники26

2.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта27

2.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях гражданской обороны.....29

2.16 Мероприятия по обеспечению вывода персонала проектируемого объекта из зон действия поражающих факторов, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территории проектируемого объекта30

3. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера32

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 пределами32

3.1.1 Характеристики опасных веществ32

3.1.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....38

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 объекте39

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 чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте50

3.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера как на проектируемом объекте, так и за его пределами56

3.4.1 Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.....56

3.4.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ59

3.4.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....63

3.4.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....67

3.4.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....70

| | |
|----------------|-------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| | |
| Подпись и дата | |
| | |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3.4.6 | Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на рядом расположенных ППО, а также объектах транспорта..... | 81 |
| 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 чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера | 82 |
| 3.6 | Результаты оценки риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта | 83 |
| 3.6.1 | Определение частоты возникновения аварий | 85 |
| 3.6.2 | Оценка риска при различных сценариях аварии..... | 87 |
| 3.6.3 | Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска | 92 |
| 3.7 | Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на объекте строительства | 94 |
| 3.7.1 | Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ..... | 94 |
| 3.7.2 | Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ | 99 |
| 3.7.3 | Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности..... | 104 |
| 3.8 | Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружению взрывоопасных концентраций, обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными 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..... | 107 |
| 3.9 | Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах..... | 111 |
| 3.10 | Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями..... | 112 |
| 3.11 | Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий..... | 116 |
| 3.12 | Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районе размещения потенциально опасных объектов) | 118 |
| 3.13 | Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации..... | 127 |

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-------------|----------------|--------------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Изм. инв. № | Подпись и дата | Изм. № подл. | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | 3 |

Перечень федеральных законов, нормативных правовых актов РФ и соответствующего субъекта РФ, нормативных документов, документов в области стандартизации и иных документов, использованных при разработке мероприятий ГОЧС129

Приложение А Выписка из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства131

Приложение Б Письмо Главного управления МЧС России по Пермскому краю от 02.02.2024 № ИВ-168-291133

Таблица регистрации изменений136

| | | | | | | | |
|---------------|----------------|--------------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 4 |
| Индв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | |

Список разработчиков

Мурсалимова А.И. - Удостоверение о повышении квалификации № ПК/24-0163 от 14.02.2024 г. (ООО «НАПО») по программе: «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГОиЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасности эксплуатации объектов строительства: новые требования»

| | | |
|---------------|----------------|--------------|
| Инов. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH |
| | | | | | | |

Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта

Е. Н. Пешина

| | | | | | | |
|----------------|--------------|------|-------|---------|------|-----------|
| Инов. № подл. | Взам. инв. № | | | | | Лист 6 |
| Подпись и дата | | | | | | |
| Инов. № подл. | | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | |

1. Общие положения

1.1 Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами филиала ООО «РСК-Инжиниринг» в г. Перми.

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

– выпиской из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства № 5906121525-20240110-1218 от 10.01.2024 г. (Приложение А).

Почтовый адрес разработчика: Россия, г. Пермь, Пушкарская, 136а.

Телефон: (342) 299-44-04

Адрес электронной почты: rsk@rsk-ing.ru

1.2 Исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС

Мероприятия ГОЧС выполнены в соответствии с исходными данными и требованиями для разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, выданными Главным управлением Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю (письмо № ИВ-168-291 от 02.02.2024 г.).

Копия исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС представлена ниже (Приложение Б).

1.3 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

1.3.1 Сведения о месторасположении

В административном положении район работ расположен на территории Бардымского муниципального округа Пермского края, ЦДНГ-6, Батырбайского нефтяного месторождения.

Ближайшие населенные пункты – Танып, Сараши, Константиновка, Нарадка, Сюзань.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь-Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса-Чернушка», «Барда-Кueda», «Старый

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 7 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Ашап-Кармановка», далее по проселочным и промысловым дорогам. Проезд возможен в любое время года.

Подъезды к площадкам реконструируемых скважин № 509, 527, 518 осуществляются по вновь проектируемым автомобильным дорогам, проектные решения по которым приведены в томе 3.2 (2021/354/ДС112-PD-TKR2).

Ситуационный план района строительства проектируемых объектов приведен на листе 2021/354/ДС112-PD-AB.GCH-01.

Проектируемые площадки имеют прямоугольную в плане конфигурацию. Габариты площадок определяются с учетом компактного размещения проектируемых сооружений, мест установки якорей ветровых оттяжек, внутриплощадочных автопроездов.

Состав сооружений на площадках реконструируемых скважин № 509, 527, 518 представлен в томе 4.1 (2021/354/ДС112-PD-ILO1).

Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т. вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601»

От начала до конца трассы общее направление – северо-восточное. По трассе не заданы углы поворота. Начало трассы принято в районе скважины № 509. Конец трассы принят в точке врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601». Протяженность линейной части трассы составила 0,06718 км.

Проектируемая трасса водных объектов не пересекает, находится за пределами водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы.

Выкидной трубопровод «скв. № 527 - ГЗУ-0614»

Начало трассы принято на площадке скважины № 527. Конец трассы принят на территории площадки ГЗУ-0614. Протяженность линейной части трассы составила 1,7 км.

Проектируемая трасса водных объектов не пересекает, находится за пределами водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы.

Выкидной трубопровод «скв. №518 - ГЗУ-0619»

Начало трассы принято на площадке скважины №518. Конец трассы принят на территории площадки ГЗУ-0619. Протяженность линейной части трассы составила 1,4 км.

Трасса на ПК3+36,9–ПК3+53,3 пересекает русло реки Тулва. Площадка скважины № 518 находится в границах водоохранной зоны р. Тулва и частично в пределах её прибрежной защитной полосы.

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |

| | | | | | |
|-----------------------------|--|--|--|--|------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | Лист |
| | | | | | 8 |

1.3.2 Краткая характеристика проектируемого объекта

Согласно заданию на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документацией предусматривается обустройство скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения с оборудованием и сетями инженерного обеспечения.

Проектируемые объекты предназначены для энергоснабжения, базовой добычи, транспорта продукции со скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 509 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, после замера жидкости индивидуальным счётчиком типа СКЖ по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу поступает в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601».

Продукция проектируемой добывающей скважины № 527 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0614 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 518 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0619 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Границей проектирования является край обвалования площадки скважин.

Максимальная суточная добыча скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование технико-экономического показателя | скв. №509 | скв. №527 | скв. №518 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Максимальный дебит по нефти, т/сут | 6 | 6 | 6 |
| Максимальный дебит по жидкости, м ³ /сут | 9,5 | 9,8 | 9,5 |

Сведения о проектной мощности проектируемых трубопроводов приведены в таблице 2.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | 9 |

Таблица 2 - Проектная мощность проектируемых трубопроводов

| Наименование | Протяженность, м | Проектная мощность по нефти, т/год | Проектная мощность по жидкости, м ³ /год |
|---|---------------------|--|---|
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ- 0612 – УСУ-0601» | 67,18 | 2190,0 | 3467,5 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» | 1671,8 | 2190,0 | 3577,0 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» | 1467,6 | 2190,0 | 3467,5 |

Состав основных проектируемых сооружений приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Состав основных проектируемых сооружений

| Наименование | Ед. изм. | Кол. | Характеристика |
|---|-------------|-------|--|
| 1 этап. Скважина № 509 | | | |
| Устьевая арматура | шт. | 1 | АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1- ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру) |
| Насосное оборудование | шт. | 1 | Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления |
| Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании | шт. | 1 | Штанги с полиамидными скребками |
| Оборудование для индивидуального замера дебита скважины | шт. | 1 | Счетчик СКЖ |
| Канализационная емкость | шт. | 1 | Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³ |
| КТП 6/0,4 кВ | шт. | 1 | |
| ВЛ-6 кВ от опоры 33 ВЛ- 6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №509 | м | 49,4 | СИПЗ-95 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ- 0612 – УСУ-0601» общая протяженность, в т.ч. | м | 117,1 | Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

| | | | | | | 14 |
|--|--------|-----------|--------|--|------|------|
| Наименование | | Ед. изм. | Кол. | Характеристика | | |
| - в пределах площадки; - линейная часть | | м | 49,92 | внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений | | |
| | | м | 67,18 | | | |
| Подъезд к скв. № 509 | | м | 108,18 | IV-н категории | | |
| 2 этап. Скважина № 527 | | | | | | |
| Устьевая арматура | | шт. | 1 | АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру) | | |
| Насосное оборудование | | шт. | 1 | Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления | | |
| Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании | | шт. | 1 | Штанги с полиамидными скребками | | |
| Устьевой блок подачи реагента (УБПР) | | блок-бокс | 1 | УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 | | |
| Канализационная емкость | | шт. | 1 | Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³ | | |
| КТП 6/0,4кВ | | шт. | 1 | | | |
| ВЛ-6 кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. №527 | | м | 560,37 | СИПЗ-95 | | |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть | | м | 1694,2 | Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений | | |
| | | м | 22,4 | | | |
| | | м | 1671,8 | | | |
| Подъезд к скв. №527 | | м | 527,84 | IV-н категории | | |
| 3 этап. Скважина № 518 | | | | | | |
| Устьевая арматура | | шт. | 1 | АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру) | | |
| Насосное оборудование | | шт. | 1 | Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления | | |
| | | | | | | Лист |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | 11 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Наименование | Ед. изм. | Кол. | Характеристика |
|--|-------------|--------------------------|--|
| Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании | шт. | 1 | Штанги с полиамидными скребками |
| Устьевой блок подачи реагента (УБПР) | блок-бокс | 1 | УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 |
| КТП 6/0,4кВ | шт. | 1 | |
| Канализационная емкость | шт. | 1 | Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³ |
| Канализационная емкость | шт. | 1 | ЕП V=25,0 м ³ по ТУ 3615-145-00217298-2001 |
| ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518 | м | 638,84 | СИПЗ-95 |
| Переустройство существующей ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» (замена участка от оп. 9 до оп.11) | м | 104,7 | СИПЗ-95 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть | м м м | 1467,6 31,8 1435,8 | Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений |
| Подъезд к скв. №518 | м | 980,5 | IV-н категории |

Принципиальные технологические схемы сбора и транспорта нефти со скважин № 509, 527, 518 приведены в томе 3.1 (2021/354/ДС112-PD-TKR1).

| | |
|-----------------------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подпись и дата | |
| Инв. № подл. | |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | |
| Изм. | Кодуч. |
| Лист | № док. |
| Подпись | Дата |
| Лист | |
| 12 | |

1.4 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

Земельные участки, предназначенные для строительства, требуют минимального занятия площадей.

Сведения о размерах и границах территории проектируемого объекта приведены в томе 4.1 (2021/354/ДС112-PD-ILO1).

Необходимость размещения линейного объекта на землях сельскохозяйственного назначения подтверждена технологической привязанностью к объектам сложившейся инфраструктуры.

Участок работ расположен вне границ особо охраняемых природных территорий местного и федерального значения и их охранных (буферных) зон, и в границах особо охраняемой природной территорией регионального значения «Сарашевские дубравы».

Сведения о границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта приведены в томе 6.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1).

В целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливаются санитарно-защитные зоны.

Определение границы ориентировочной санитарно-защитной зоны (далее СЗЗ) проведено на основании постановления правительства РФ от 3 марта 2018 г. № 222 «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» в соответствии с действующим СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 для площадок реконструируемых скважин № 509, 527 и 518 обеспечивается ориентировочный размер санитарно-защитной зоны 300 м.

В пределах границ ориентировочной санитарно-защитной зоны отсутствуют жилые, дачные и другие объекты гражданского и промышленного назначения.

Для внутрипромысловых нефтепроводов санитарные разрывы не предусматриваются.

Для проектируемой ВЛ-10кВ в соответствии с п. 6.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» санитарный разрыв не устанавливается.

| | | | | | | | | | |
|--------------|----------------|---------------|-----------------------------|--------|------|--------|---------|------|------|
| Взам. инв. № | Подпись и дата | Инов. № подл. | | | | | | | Лист |
| | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | |
| | | | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | |

На участках работ водозаборные скважины и утвержденные ЗСО поверхностных и подземных водных объектов, используемых для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, отсутствуют.

На участках работ отсутствуют сибирезвенные захоронения, скотомогильники, биотермические ямы, а также их санитарно-защитные зоны.

На участках работ особо ценные продуктивные сельскохозяйственные угодья и мелиорируемые земли, и мелиоративные системы отсутствуют.

Леса, имеющие защитный статус, резервные леса, особо защитные участки лесов, лесопарковые зеленые пояса, находящиеся в ведении муниципального образования, отсутствуют.

По данным инженерно-экологических изысканий площадки реконструируемых скважин № 509 и № 527 находятся вне границ зон с особыми условиями использования, в том числе вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос водных объектов.

Трассы выкидной линии от скв. № 518 до ГЗУ-0619, ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518, подъезда к скважине № 518 и площадка скважины № 518 частично находится в границах водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы реки Тулва.

Согласно техническому отчету по результатам инженерно-экологических изысканий, особо охраняемые природные территории федерального, регионального, местного значения, государственные природные биологические охотничьи заказники Пермского края на территории проектируемых объектов отсутствуют.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранный зона вдоль трассы трубопровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

| | | |
|---------------|----------------|--------------|
| Инов. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 14 |

2. Перечень мероприятий по гражданской обороне

2.1 Сведения об отнесении организации, в состав которой входит объект проектирования, к категории по гражданской обороне

Проектируемые объекты относятся к ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Согласно «Правилам отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения», утв. Постановлением Правительства России от 16.08.2016 № 804-дсп, категорируются организации, а не объекты.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» установлена первая категория по гражданской обороне (письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 02.10.2020 № 121с).

2.2 Сведения о размещении проектируемого объекта относительно территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и организаций особой важности по гражданской обороне

В административном положении район работ расположен на территории Бардымского муниципального округа Пермского края. Проектируемый объект расположен в 130 км от ближайшего категорированного города (г. Пермь).

Проектируемый объект находится за пределами границ проектной застройки категорированных городов и объектов особой важности по ГО, не попадает в зону возможных сильных разрушений от аварий, происходящих в мирное время в результате аварий на объекте (п.3.4 данного тома, приложение А СП 165.1325800.2014).

2.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в том числе зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки

Согласно прил. А СП 165.1325800.2014:

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

| | | | | | | |
|-----------------------------|--|--|--|--|--|------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | Лист |
| | | | | | | 15 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

– объекты организаций, являющиеся взрывоопасными, попадают в границы зон возможных сильных разрушений от взрывов, происходящих в мирное время в результате аварий.

Проектируемый объект не попадает в зоны возможного химического заражения, радиоактивного загрязнения (заражения). Район расположения проектируемого объекта находится вне зон катастрофического затопления.

Согласно п. 3.12 ГОСТ Р 22.2.13-2023, СП 165.1325800.2014, СП 264.1325800.2016 и требованиям для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций проектируемый объект не попадает в зону световой маскировки - территория между государственной границей и рубежом, расположенным на удалении до 600 км от государственной границы (ориентировочно на расстоянии 470 км от государственной границы с республикой Казахстан).

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

В соответствии с приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» «О распределении мобилизационного задания на добычу и поставку нефти и газового конденсата» от 12.04.2016 № 3с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» будет продолжать работу в военное время в двухсменном режиме без изменения дислокации.

Проектируемые сооружения являются стационарными объектами, размещенными непосредственно в районе залегания продуктивных пластов. Характер производства не предполагает возможность его перебазирования в военное время. Демонтаж оборудования в особый период в короткие сроки технически не осуществим и экономически нецелесообразен.

Проектом не предусматриваются вопросы перебазирования производств, выбор места и оборудование новых пунктов управления, организации связи, обустройства мест проживания персонала и других технических вопросов, связанных с необходимостью перемещения промышленного объекта в другое место в военное время.

| | | | | | | | | | |
|--------------|----------------|--------------|------|--------|------|-------|-----------------------------|---------|------|
| Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист | |
| | | | Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | | Подпись | Дата |

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

В соответствии с приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» «О распределении мобилизационного задания на добычу и поставку нефти и газового конденсата» от 12.04.2016 № 3с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» будет продолжать работу в военное время в двухсменном режиме в полном составе. Численность НРС в военное время не изменяется.

Проектируемый объект не является предприятием, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, поэтому численность персонала проектируемого объекта для этих целей не определена.

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

Система оповещения является главной системой передачи команд и руководящих указаний для персонала, как в нормальных эксплуатационных условиях, так и при нештатных ситуациях.

Доведение сигналов о введении готовности ГО и начале проведения эвакуационных мероприятий осуществляется по аппаратуре П-160 и по телеграфу от Главного управления МЧС по Пермскому краю до районного (городского) звена и далее по действующим системам оповещения городских и районных управлений (отделов) по делам ГО и ЧС, на территории которых расположены объекты Общества.

Объекты Общества расположены в отдалении от населенных пунктов и в соответствии с разрабатываемыми на них декларациями безопасности, не создают реальную угрозу жизни, здоровью и имуществу населения, а также народному хозяйству и природной среде, в связи с этим сопряженной аппаратуры оповещения краевого и районных звеньев с объектовой системой оповещения нет.

Объектовая (цеховая) система оповещения базируется на телефонной связи внутренней АТС, сотовой связи и транкинговой радиосети УКВ диапазона.

| | |
|--------------|-------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 17 |

Распоряжения и сигналы оповещения поступают в ОПС ЦДНГ:

- от начальника смены ЦИТС «Чернушка, Оса, Полазна»;
- от ЕДДС муниципального района.

Оповещение руководящего состава проводится дежурными сменами оперативно-производственной службы ЦДНГ с использованием телефонной связи, радиосредств, а при необходимости - подвижных средств.

Оповещение работников общества по сигналам гражданской обороны осуществляется по всем доступным средствам связи, радио и другим каналам открытым текстом, АБК цеха оборудованы системами речевого оповещения.

Управление мероприятиями ГО осуществляется основным руководящим составом с ПУ, разворачиваемых на базе ЦДУ и ЦДНГ № 1 - 12, в круглосуточном 2-х сменном режиме. Время прибытия на рабочее место и готовности руководящего состава к работе составляет: в рабочее время в течение 20 мин, в нерабочее время – 1 час 30 мин. Связь ПУ с подразделениями цеха и вышестоящими органами осуществляется по телефонам сотовой, городской и внутренней АТС и радиосетям транкинговой связи.

Имеющаяся система связи базируется на телефонной и радиосвязи и обеспечивает наличие связи с местом постоянной дислокации и загородного пункта управления на все объекты Общества, а также с вышестоящими ведомственными и территориальными органами управления.

Для связи в особый период могут быть привлечены следующие операторы связи:

- а) Стационарные телефоны:
 - Оператор ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» - 3130 телефонов.
 - Оператор ПАО «Связьтранснефть» - 140 телефонов.
- б) Сотовые телефоны:
 - ООО «Т2 РТК Холдинг» - 744 абонента;
 - ПАО «МТС» - 760 абонентов;
 - ПАО «Мегафон» - 381 абонента;
 - ПАО «Вымпелком» - 116 абонента.
- в) Радиосвязь
 - оператор ООО «ЛУКОЙЛ- Технологий»:
 - транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 294 РЭС;
 - симплексные радиостанции (голосовая связь) – 667 РЭС;
 - радиостанции телеметрии (передача данных) – 1496 РЭС;
 - оператор ПАО «Связьтранснефть»:

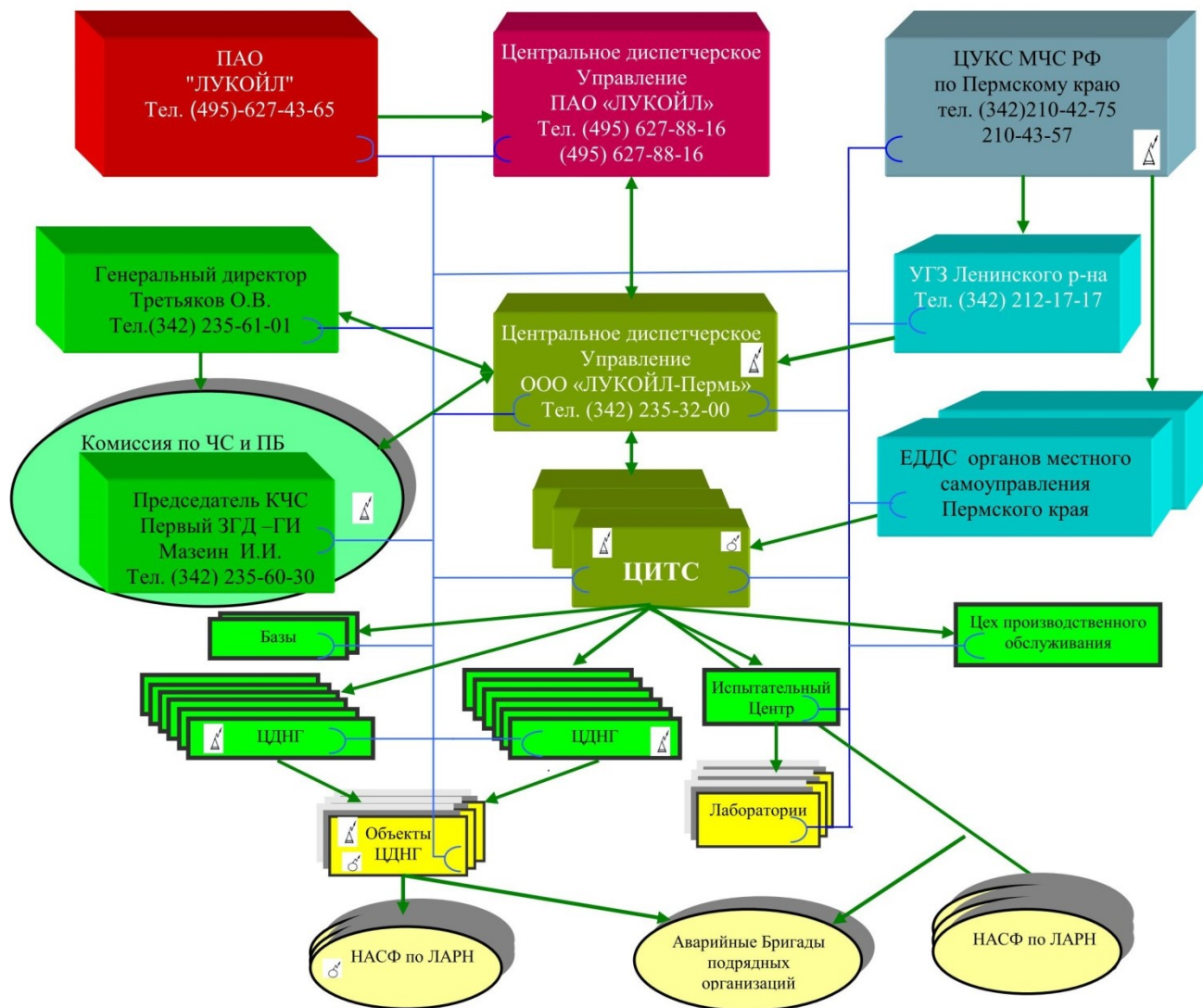
| | |
|----------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подпись и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | 18 |

- транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 24 РЭС;
- симплексные радиостанции (голосовая связь) – 22 РЭС.

Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и схема оповещения руководящего состава ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведены ниже (рисунок 1 и рисунок 2).

Схема оповещения по сигналам ГО.



Условные обозначения:

- - порядок управления
- ♂ - носимые радиостанции

- - линии связи АТС и МГТС
- △ - стационарные и мобильные радиостанции

Рисунок 1 - Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|

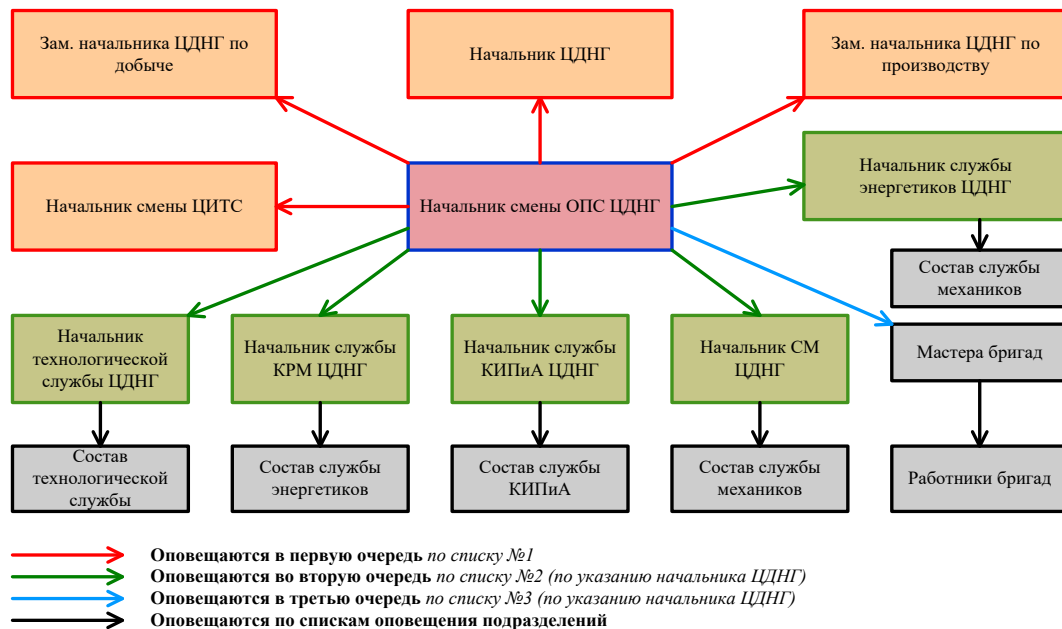


Рисунок 2 - Схема оповещения руководящего состава ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

2.7 Мероприятия по световой и другим видам маскировки объектов организаций и территории их размещения

Мероприятия по светомаскировке, осуществляются заблаговременно, проводятся мероприятия по обеспечению отключения наружного освещения населенных пунктов и объектов народного хозяйства, внутреннего освещения жилых, общественных, производственных и вспомогательных зданий, а также организационные мероприятия по подготовке и обеспечению световой маскировки производственных огней при подаче сигнала «Воздушная тревога».

Проектом предусматривается строительство подземного линейного объекта – газопровода, наружное освещение не предусматривается, мероприятия по световой и другим видам маскировки не требуются.

Существующее положение

При получении распоряжения от Главного управления МЧС по Пермскому краю до районного (городского) звена или городского и районных управлений (отделов) по делам ГО и ЧС, на территории которых расположены объекты Общества на введение режима частичного затемнения освещение территорий централизованно отключаются от источников питания и электрических сетей.

Освещенность мест производства работ вне зданий, проходов, проездов и территорий объектов Общества снижается до уровней, предусмотренных СП 264.1325800.2016, путем

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист 20 |
| | | | | | | | |

выключения части светильников, установки ламп пониженной мощности или применением регуляторов напряжения.

При получении распоряжения от Главного управления МЧС по Пермскому краю до районного (городского) звена или городского и районных управлений (отделов) по делам ГО и ЧС, на территории которых расположены объекты Общества на введение режима полного затемнения – сигнал «Воздушная тревога», всё наружное освещение отключается.

Световая маскировка производственных помещений Общества, в которых продолжается работа при подаче сигнала «Воздушная тревога» осуществляется механическим способом путем применения устройств для световой маскировки проемов зданий и сооружений, а именно:

- раздвижные и подъемные шторы из полимерных материалов, а также из светонепроницаемой бумаги;
- щиты, ставни и экраны из рулонных и листовых материалов.

В местах проведения неотложных производственных, аварийно-восстановительных, аварийно-спасательных работ, а также на опасных участках путей эвакуации людей к защитным сооружениям и у входов в них включается маскировочное стационарное или автономное освещение с помощью переносных осветительных фонарей.

С целью скрытия от посторонних факта выполнения основных мероприятий ГО, их объемов и сроков, выполняются следующие мероприятия оперативной маскировки:

- сбор руководящего состава, с получением распоряжения на выполнение мероприятий ГО, осуществляется под видом вызова на текущее совещание;
- приведение в готовность защитных сооружений осуществляется под видом инвентаризации и технических ревизий;
- приведение в готовность ЗПУ и прием каналов связи - под видом проверки на функционирование и тренировки;
- выполнение вторичного обвалования производственных участков и возведение временных дамб вокруг ёмкостей с нефтепродуктами;
- с получением сигнала на выполнение мероприятий очереди проводятся работы по защите открыто размещенных трубопроводных магистралей от световых импульсов за счет применения светоотражающих материалов.

| | | | | | | | |
|--------------|----------------|--------------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 21 |
| | | | | | | | |
| Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | |

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

Решений по повышению устойчивости работы источников хозяйственно-питьевого водоснабжения и защите их от радиоактивных и отравляющих веществ проектной документацией не предусматривается, так как в составе проектируемых объектов источники хозяйственно-питьевого водоснабжения отсутствуют. На питьевые нужды обслуживающего персонала используется привозная вода питьевого качества.

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

В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют территории, на которых размещаются объекты использования атомной энергии: ядерные установки, пункты хранения ядерных материалов, радиоактивных веществ и радиоактивных отходов, а также другие радиационно-опасные объекты, определяемые в соответствии с законодательством РФ.

Проектируемый объект прекращает работу в период мобилизации и в военное время.

На основании вышеперечисленного, вопросы введения режимов радиационной защиты данным проектом не рассматриваются.

2.10 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения

Решение по безаварийной остановке технологического процесса принимается на основании положения о режимах функционирования предприятия в военное время. Возможность проведения безаварийной остановки зависит от степени автоматизации технологического оборудования и наличия средств контроля технологических параметров, защиты и управления.

Порядок действия персонала объекта по безаварийной остановке технологического процесса предусмотрен и конкретизируется в технологическом регламенте и существующем Плане гражданской обороны объекта. Проектом не предполагается разработка данных

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

документов. Общее руководство остановки технологического процесса осуществляется централизованно через центральную диспетчерскую службу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

При получении распоряжения по сигналу ГО на остановку технологического процесса перекачки персоналу необходимо выполнить следующий комплекс мероприятий:

- остановить технологический процесс;
- перекрыть задвижки.

Продолжительность остановки технологического процесса после получения сигнала ГО регламентировано в плане по ГО.

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать им в автоматическом режиме без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Вывод технологических процессов объектов на заданный режим работы осуществляется вручную на месте с последующим подключением местных средств контроля, сигнализации, блокировок и перевода на автоматический режим работы.

2.11 Решения по содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты

Правовыми основами организации создания запасов являются Федеральные законы: от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», от 12 февраля 1998 г. № 28-ФЗ «О гражданской обороне», от 6 октября 1999 г. № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» и от 6 октября 2003 г. № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Постановления Правительства Российской Федерации от 27 апреля 2000 г. № 379 «О накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств» и издаваемые в соответствии с ними нормативные документы МЧС России.

Запасы материально-технических средств включают в себя специальную и автотранспортную технику, средства малой механизации, приборы, оборудование и другие средства, предусмотренные табелями оснащения спасательных воинских формирований

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |

Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, аварийно-спасательных формирований и спасательных служб.

Запасы продовольственных средств включают в себя крупы, муку, мясные, рыбные и растительные консервы, соль, сахар, чай и другие продукты. Запасы медицинских средств включают в себя лекарственные, дезинфицирующие и перевязочные средства, индивидуальные аптечки, а также медицинские инструменты, приборы, аппараты, передвижное оборудование и другие изделия медицинского назначения.

Запасы иных средств включают в себя вещевое имущество, средства связи и оповещения, средства радиационной, химической и биологической защиты, средства радиационной, химической и биологической разведки и радиационного контроля, отдельные виды топлива, спички, табачные изделия, свечи и другие средства.

Запасы накапливаются заблаговременно в мирное время и хранятся в условиях, отвечающих установленным требованиям по обеспечению их сохранности.

Номенклатура и объем создаваемых запасов определяются исходя из:

- возможного характера военных действий;
- величины вероятного ущерба объектам экономики и инфраструктуры от ведения военных действий или вследствие этих действий, а также от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- потребности в запасах в соответствии с планом гражданской обороны;
- норм минимально необходимой достаточности запасов;
- природных, экономических и иных особенностей территорий.

Для обеспечения мероприятий гражданской обороны приказом Генерального директора от 12 января 2018 года № а-20 созданы запасы материально-технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Номенклатура запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств утверждена приказом Генерального директора от 04 августа 2022 года № а-497.

С целью обеспечения деятельности Общества при угрозе и возникновении ЧС в мирное и военное время утверждена Первым Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром для Общества номенклатура аварийного, страхового, резервного и для ГО запасов в составе:

- резервный запас по материалам ОВМ для ГО, созданный в целях обеспечения устойчивой работы Общества при возникновении ЧС мирного и военного времени, хранится на Соликамской и Чернушинской базах и на складе ГО в н.п. Полазна. Номенклатура и

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

объемы созданных в Обществе запасов для обеспечения мероприятий гражданской обороны определены с учетом методических рекомендаций МЧС России исходя из возможного ущерба, условий размещения, а также норм минимально необходимой достаточности запасов в военное время;

- финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на объектах обеспечиваются согласно договорам страхования имущественных и других интересов:

1. Договор обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте № 02-140-000232 / 22Z2375 от 15.12.2022.

2. Договор страхования гражданской ответственности юридических лиц № 096ПР1960005359 / 22Z2333 от 13.12.2022.

3. Договор страхования имущества юридических лиц «от всех рисков» 12/22/74кв/302 / 22Z2396 от 20.12.2022.

Организации – страховщики: ПАО СК "Росгосстрах", ООО СК «Сбербанк страхование».

Подтверждающими документами о наличие резерва финансовых ресурсов являются:

- комфортное письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 21.10.2016 № СН-6386Л о готовности в оперативном порядке перевести денежные средства для ликвидации последствий аварий и ЧС;

- гарантийное письмо Пермского ПКБ филиала ПАО Банка «ФК Открытие» от 19.04.2020 № 4Ф25-4/39 о возможности кредитования Общества в размере 50 (пятидесяти) млн. руб. в случае возникновения ЧС.

Сведения о силах и средствах, созданных в целях ликвидации ЧС

НАСФ имеет «Свидетельство (серия № 10804) на право ведения газоспасательных работ, работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации от 31.03.2022 г., регистрационный № 16/3-5-42», выданное отраслевой комиссией ПАО «ЛУКОЙЛ» по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

Состав, структура и оснащение НАСФ определяются руководством ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии с приказом от 30.07.2019 № 527 «Об утверждении документов по организации деятельности НАСФ ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"», исходя из задач, решаемых НАСФ.

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 25 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

В состав НАСФ входит 12 штатных аварийно-спасательных групп (НАСГ) общей численностью 231 человек, из них 206 человека спасателей, прошедших соответствующее обучение и аттестованных комиссией ПАО НК «ЛУКОЙЛ» по аттестации штатных аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ», 25 человек вспомогательный персонал.

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

Для эффективной комплексной защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения требуется заблаговременная подготовка. Целями комплексной защиты объекта является максимальное снижение вероятности и масштабов поражения, а также уменьшение размеров возможного ущерба и потерь.

К числу мероприятий, повышающих устойчивость и механическую прочность проектируемых объектов, относятся:

- преимущественно подземное расположение проектируемого объекта;
- дополнительное крепление воздушных линий связи и наружных трубопроводов в целях защиты от повреждений при взрывах и при скоростном напоре воздуха ударной волны;
- повышение устойчивости оборудования путем усиления его наиболее слабых элементов;
- рациональная компоновка технологического оборудования для исключения его повреждения обломками разрушающихся конструкций.

Каких-либо дополнительных решений по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта документацией не предусматривается.

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

Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки проектной документацией не предусматривается, так как в составе проектируемых объектов объекты коммунально-бытового назначения отсутствуют.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 26 |

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

Согласно исходным данным для разработки раздела ГОЧС и заданию Заказчика систем контроля радиационной и химической обстановки на рассматриваемом объекте не требуется. Кроме того, проектом не предусматривается размещение на объекте строительства оборудования и приборов, содержащих радиационных и химически опасных веществ, на основании чего, не предусматриваются специальные стационарные системы контроля радиационной и химической обстановки.

Согласно ст.15 Федерального закона «О радиационной безопасности населения» № 3-ФЗ от 09.01.1996 г. (на 11.06.2021 г.) руководством объекта должно быть обеспечено проведение производственного контроля строительных материалов на соответствие требованиям радиационной безопасности. Готовые строительные изделия должны иметь санитарно-экологический паспорт.

Мониторинг состояния химической обстановки на территории проектируемого объекта осуществляется в соответствии Программой ведения производственного экологического контроля ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» за состоянием компонентов окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва).

Состояние радиационной обстановки на объектах Общества контролируется в соответствии с Программой проведения производственного контроля за обеспечением радиационной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – Программа). Программа ежегодно утверждается Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Функции по осуществлению производственного контроля в Обществе возложены на службу радиационной безопасности (СРБ), которая представлена ведущим инженером Отдела экологии Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности (руководителем СРБ) (1 человек) и персоналом Лаборатории радиационной безопасности и контроля ЦДНГ-5 (ЛРБиК) (7 человек).

Лаборатория радиационной безопасности и контроля, аккредитована в качестве испытательной лаборатории в национальной системе аккредитации (приказ Федеральной службы по аккредитации от 08 июня 2015 г. № 2950, аттестат аккредитации № RA.RU.21АЖ64).

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

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
|------|--------|------|--------|---------|------|

Контроль за радиационной обстановкой включает измерения:

- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на промплощадках эксплуатационных и нагнетательных скважин, включая скважинное оборудование и грунт;
- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения от поверхности промышленного оборудования: резервуаров, буллитов, ГЗУ, ВРБ, КНС, ДНС и др.;
- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 м от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах);
- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения от поверхности грунта в местах аварийной разгерметизации нефтепромыслового оборудования;
- плотности потоков бета и альфа частиц в местах, где мощность дозы гамма-излучения от грунта, поверхности транспортных средств, охранной тары и оборудования превышает контрольные уровни;
- эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах;
- удельной активности грунта, донных отложений путем спектрометрического анализа проб;
- радиационной чистоты добываемой продукции, объемной активности радионуклидов, в том числе трития на Осинском месторождении;
- уровней радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды.
- эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) изотопов радона в воздухе рабочей зоны;
- удельной активности радионуклидов в воде открытых водоемов и грунтовых водах;
- эффективной дозы облучения работников природными и техногенными источниками излучения в производственных условиях.

Объектами радиационного контроля являются:

- скважина, в состав которой входит устьевая арматура, выкидной трубопровод, устьевая площадка, территория обвалования;
- групповая замерная установка (ГЗУ);
- дожимная (кустовая, блочная кустовая) насосная станция (ДНС, КНС, БКНС), включая буллиты, РВС;
- установка подготовки (обессоливания и обезвоживания) и перекачки нефти (УППН), в состав которой входит аварийно-технологический амбар, буллиты, РВС и т.п.;
- продукция скважин (нефть, вода, нефтешлам);

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 28 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

- нефтепромысловое погружное оборудование, сдаваемое в ремонт или металлолом после эксплуатации;
- пункт временного хранения оборудования, загрязненного природными радионуклидами (ПВХО);
- пункт захоронения твёрдых нефтепромысловых отходов, загрязнённых радионуклидами;
- объекты окружающей среды СЗЗ ПЗТО (растительность, подземные воды, грунт);
- вода хозяйственно-питьевого и промышленного назначения;
- здания, помещения производственного и жилого назначения.

Мониторинг радиационной обстановки осуществляется следующими средствами измерений (на балансе ЛРБиК):

- установка спектрометрическая МКС-01А «МУЛЬТИРАД» с программным обеспечением «ПРОГРЕСС»;
- комплекс спектрометрический для измерения активности альфа-, бета- и гамма-излучающих нуклидов «Прогресс»;
- радиометр аэрозолей РАА-20П2 «ПОИСК»;
- дозиметр- радиометр ДРБП-03;
- дозиметр-радиометр ДРГБ-01 «Эко-1»;
- дозиметр гамма-излучения ДКГ-03 «Грач»;
- радиометр радона РРА-01М-01;
- радиометр радона и его дочерних продуктов распада «РАМОН-02»;
- дозиметр-радиометр ДКС-96;
- дозиметр -радиометр МКС-10Д «Чибис»;
- установка дозиметрическая «ГАММА-СЕНСОР»;
- комплекс спектрометрический для измерения активности альфа-, бета- и гамма-излучающих нуклидов «Прогресс».

Проектом не предусматривается изменение существующей системы мониторинга химической и радиационной обстановки.

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

Защитное сооружение (ЗС) – инженерное сооружение, предназначенное для укрытия людей, техники и имущества от опасностей, возникающих в результате последствий аварий

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 29 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

на потенциально опасных объектах, либо стихийных бедствий в районах размещения этих объектов, а также от воздействия современных средств поражения.

Защиту наибольшей работающей смены организаций, отнесенных к первой категории по гражданской обороне, расположенных вне территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне и вне зон возможного радиоактивного загрязнения, следует предусматривать в укрытиях (п.7.7 СП 165.1325800.2014).

Исходя из оценки возможного применения современных средств поражения, проведенной ЦСИ ВНИИ ГОЧС проектируемый объект не является целями для поражения. Поэтому укрытие работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» планируется в дооборудованных до уровня укрытий помещениях подвалов и 1-х этажей зданий (АБК, операторных, опорных пунктах бригад). Дооборудование помещений проводится силами подразделений Общества и подрядных организаций при получении сигнала на выполнение мероприятий ГО в течение 24 часов.

Проектной документацией не предусматривается строительство защитных сооружений гражданской обороны.

2.16 Мероприятия по обеспечению вывода персонала проектируемого объекта из зон действия поражающих факторов, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территории проектируемого объекта

Транспортная сеть развита и представлена автомобильной дорогой общего пользования регионального значения с асфальтобетонным покрытием, другими автодорогами местного значения, а также промысловыми и грунтовыми дорогами.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь-Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса-Чернушка», «Барда-Куеда», «Старый Ашап-Кармановка», далее по проселочным и промысловым дорогам. Проезд возможен в любое время года.

Проектом предусматривается строительство подъездных автодорог к площадкам обустраиваемых скважин, ширина проезжей части принята не менее 3,5 м, покрытие проектируемых автодорог принято в соответствии с п.6.1.31 СП 231.1311500.2015 «переходного типа».

Внутриплощадочные проезды решены по тупиковой схеме с устройством разворотных площадок размерами 15 х 15 м. Ширина внутриплощадочных проездов составляет не менее 3,5м, дорожная одежда принята «переходного типа».

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Индв. № подл.

Расстояние от проектируемого внутриплощадочных проездов до скважин составляет не менее 10 м, до сооружений и наружных установок не менее 2 м.

Беспрепятственный ввод и передвижение сил и средств ликвидации ЧС на проектируемом объекте обеспечен:

- планировкой территории с обеспечением возможности установки пожарных автомобилей и оборудования в непосредственной близости от объектов и, одновременно, на безопасном расстоянии от места пожара;
- существующими и проектируемыми проездыми автодорогами;
- ширина автомобильных въездов на производственные площадки обеспечивает беспрепятственный проезд основных и специальных автомобилей.

| | | |
|---------------|----------------|--------------|
| Интв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH |
| | | | | | | |

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

3.1.1 Характеристики опасных веществ

В проектируемом оборудовании обращаются пожаровзрывоопасные вещества, создающие угрозу возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации.

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды в составе транспортируемой продукции, приняты по данным ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приведены в таблицах 4 – 7.

Таблица 4 - Характеристика опасного вещества - нефть

| Наименование параметра | Параметр | Источник информации |
|---|---|--|
| 1 Название вещества 1.1 Химическое 1.2 Торговое | Нефть – сложная смесь органических соединений (в основном углеводородов) | Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990 |
| 2 Вид | Маслянистая жидкость бурого цвета с характерным запахом | |
| 3 Формула 3.1 Эмпирическая 3.2 Структурная | В состав нефти входят: 1) Предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; 2) Циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); 3) Ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); 4) Многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи | |
| 4 Состав основного продукта | Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород, содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87 %, водорода 11-14 %. Сера в нефти содержится частично в свободном виде (до 0,03 %), частично в виде H_2S , но главным образом в виде органических соединений - меркаптидов, сульфидов, сульфоксидов, дисульфидов, тиофенов. Азотистые соединения - пиридины, гидропиридины, хинолины и другие. | Справочник химика. Т.4, М. Наука, 1990 |

| | |
|----------------|-------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Подпись и дата | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 32 |

| | | Наименование параметра | Параметр | Источник информации | | | |
|------|--------|---|---|---|---|-----------------------------|------|
| | | | Кислородные соединения - нафтеновые кислоты, смолистые вещества | | | | |
| | | 5 Физические свойства: 5.1. Молекулярный вес 5.2 Температура кипения при давлении 101 кПа, °С | 226,0 61,9 | ГОСТ 31610.20-1-2020 | | | |
| | | 6 Данные о взрывоопасности 6.1 Температура вспышки, °С 6.2 Температура самовоспламенения, °С 6.3 Пределы взрываемости: объемные % весовые % | менее 20 от 223 до 375 от 1,26 до 6,5 от 1 до 18 | | | | |
| | | 7 Данные о токсической опасности 7.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ 7.2 Летальная токсодоза Lct50, см ³ 7.3 пороговая токсодоза PCt50, см ³ | 300 80...100 0,3...0,494 | | СанПиН 1.2.3685-21 Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976 | | |
| | | 8 Реакционная способность | Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводов | Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976 | | | |
| | | 9 Запах | Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти) | Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976 | | | |
| | | 10 Коррозионное воздействие | Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации | Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976 | | | |
| | | 11 Меры предосторожности | Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих | Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 | | | |
| | | 12 Информация о воздействии на людей и | Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов, могут оказывать сравнительно слабое | Справочник «Вредные вещества | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 33 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

И Inv. № подл.

| Наименование параметра | Параметр | Источник информации |
|---|---|---|
| окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии | <p>наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырой нефти. Нефть, содержащая мало ароматических углеводородов, действует также, как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражению, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.</p> <p>При возникновении поражающих факторов аварии: воздушная ударная волна, тепловое излучение горящих разливов, возможно получение людьми ожогов I, II степени, травм, вплоть до летального исхода.</p> <p>При разливе нефтепродуктов на воде литр нефти лишает кислорода 40 тысяч литров воды, тонна нефти загрязняет 12 км² водной поверхности. Нефтепродукты в почве необратимо угнетают развитие растений при концентрации свыше 2 г на 1 кг почвы (порог фитотоксичности), происходит задержка или полное выпадение фенофаз в развитии растений, морфологические изменения растений, на 20-30 дней задерживается начало вегетации.</p> <p>При возникновении пожара происходит загрязнение атмосферы продуктами сгорания</p> | в промышленности» Т.1, Химия, 1976 |
| 13 Средства защиты | <p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) - дыхательные аппараты на сжатом воздухе, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - противогаз с маркой фильтрующего элемента А2В2Е2К2Р3. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие</p> | ГОСТ 12.4.245-2013 Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 № 1122н |

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 34 |

| Наименование параметра | Параметр | Источник информации |
|--|---|---|
| | влагу, увлажняющие кожу), а так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии | |
| 14 Методы перевода вещества в безвредное состояние | Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе. Методы сбора нефти: ручной и механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке твердых и жидких нефтепродуктов | Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976 |
| 15 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | При поступлении токсического вещества через дыхательные пути необходимо пострадавшего вынести в безопасное место или проветрить помещение. При остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание и продолжать непрерывно до восстановления самостоятельного дыхания или прибытия скорой медицинской помощи. После восстановления дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение | МЧС России «Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим», Москва, 2015 |

Таблица 5 - Физико-химические свойства и состав нефти

| Месторождение | Ед. изм. | Батырбайское месторождение Константиновское поднятие | | | | | | |
|------------------------------------|--------------------|--|--------|--------|--------|-----------------|-----------------|-------|
| | | Тл 1-б | Тл 1-в | Тл 2-а | Тл 2-б | Бб ₁ | Бб ₂ | Т |
| Залежь | | | | | | | | |
| Вязкость в поверхностных условиях | сст. | 32,7 | 32,7 | 32,7 | 32,7 | 101,7 | 101,7 | 155 |
| Плотность в поверхностных условиях | г/см ³ | 0,881 | 0,88 | 0,883 | 0,886 | 0,913 | 0,913 | 0,923 |
| Содержание серы | % | 2,34 | 2,66 | 2,5 | 2,5 | 3,19 | 3,19 | 3,76 |
| Содержание парафина | % | | 4,2 | 3,52 | | 2,64 | 2,64 | 4,4 |
| Газосодержание | нм ³ /т | 42,6 | 42,6 | 42,6 | 42,6 | 40,6 | 40,6 | 40 |

Таблица 6 - Характеристика опасного вещества – попутного нефтяного газа

| Наименование параметра | Параметр | Источник информации |
|------------------------|---|--|
| Попутный нефтяной газ | | |
| 1 Название вещества | Попутный нефтяной газ | Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990 |
| 2 Формула | Сложная смесь углеводородов и неорганических соединений | |
| 3 Параметры газа | Характеристика приведена ниже | Данные |

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------------|
| | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист 35 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | |

| | | Наименование параметра | Параметр | Источник информации | | | |
|------|--------|--|---|--|------|-----------------------------|------|
| | | 3.1 Состав, объемный % | (таблица 6) | лабораторных исследований | | | |
| | | 3.2 Плотность газа, кг/м ³ | | | | | |
| | | 3.3 Температура кипения, °С | Основные компоненты – С ₁ – С ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06 | Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. к.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970 | | | |
| | | 4 Данные о взрывопожароопасности | | ГОСТ 31610.20-1-2020 | | | |
| | | 4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, % | 4,4 – 17 | | | | |
| | | 4.2 Температура самовоспламенения, °С | 537 | | | | |
| | | 5 Категория и группа взрывоопасной смеси | ПА – Т1 (по метану) | | | | |
| | | 6 Данные о токсической опасности | 4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду) | СанПиН 1.2.3685-21 | | | |
| | | 6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м ³ | 900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С)) 3 (H ₂ S в смеси с углеводородами С1-С5) | | | | |
| | | 6.2 LCt ₅₀ | 960 (по этану) | Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976 | | | |
| | | 6.3 PCt ₅₀ | 720 (по этану) | | | | |
| | | 7 Реакционная способность | При обычных температурах – инертный | | | | |
| | | 8 Меры предосторожности | Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих. | | | | |
| | | 9 Информация о воздействии на людей | Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 36 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

3.1.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на объекте, приведен ниже (таблица 9).

Таблица 9 – Перечень основного проектируемого оборудования и сооружений

| Наименование | Кол-во, шт./м | Расположение | Назначение | Характеристика |
|--|---------------|-------------------------|-----------------|---|
| Добывающая скважина № 509 | 1 | площадка скважины № 509 | добыча нефти | Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» | 117,1 | трасса трубопровода | транспорт нефти | Ø89x5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием |
| Добывающая скважина № 527 | 1 | площадка скважины № 527 | добыча нефти | Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм |
| Устьевой блок подачи реагента (УБПР) | 1 | площадка скважины № 527 | транспорт нефти | УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» | 1694,20 | трасса трубопровода | транспорт нефти | Ø89x5 ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием |
| Добывающая скважина № 518 | 1 | площадка скважины № 518 | добыча нефти | Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм |
| Устьевой блок подачи реагента (УБПР) | 1 | площадка скважины № 527 | транспорт нефти | УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» | 1467,6 | трасса трубопровода | транспорт нефти | Ø89x5 ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием |

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 38 |

| Наименование | Кол-во, шт./м | Расположение | Назначение | Характеристика |
|--------------|---------------|--------------|------------|----------------|
| | | | | покрытием |

Данные о распределении опасных веществ по проектируемому оборудованию приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение опасного вещества по оборудованию

| Технологический блок, оборудование | | Количество опасного вещества, т | | Физические условия содержания опасного вещества | | |
|--|--------------------------------|---------------------------------|---------|---|---------------|-----------------|
| наименование оборудования, № по схеме | количество единиц оборудования | в ед. оборудования | в блоке | агрегатное состояние | давление, МПа | температура, °С |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» | 117,1 | 0,515 | 0,515 | жидкость | 4,00 | +5 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» | 1694,20 | 7,449 | 7,449 | жидкость | 4,00 | +5 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» | 1467,60 | 6,453 | 6,453 | жидкость | 4,00 | +5 |
| Всего опасного вещества – нефть (нефтегазовая смесь), т | | | 14,42 | | | |

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

В качестве причины возникновения аварий на проектируемых объектах могут выступать объекты нефтяного - газового транспорта, а также нефтяные месторождения, расположенные в непосредственной близости.

Перечень пересечений проектируемых инженерных сетей с подземными коммуникациями приведен в таблице 11.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 39 |

Таблица 11 – Ведомость пересечения с подземными коммуникациями

| №№ п.п. | Километр | На участке | | Угол пересечения, град | Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного) | Направление отсюда и куда | Какой организации принадлежит трубопровод | Диаметр | Отметка поверхности земли в точке пересечения | Отметка верха трубы (глубина заложения) | Примечание |
|---|----------|------------|------|------------------------|---|---------------------------|---|-------------|---|---|------------|
| | | Пикет | Плюс | | | | | | | | |
| Выкидная линия от скв. №509 до т. вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» | | | | | | | | | | | |
| 1 | 1 | 0 | 06.8 | 28 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 282.04 | 0.9 | нед. |
| 2 | 1 | 0 | 67.2 | 90 | нефтепровод | ГЗУ-0612 – УСУ-0601 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.159 | 276.74 | 1.2 | - |
| ВЛ-6кВ от опоры 33 ВЛ-6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №509 | | | | | | | | | | | |
| 3 | 1 | 0 | 12.7 | 88 | нефтепровод | ГЗУ-0612 – УСУ-0601 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.159 | 278.54 | 1.2 | - |
| 4 | 1 | 0 | 43.0 | 29 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 280.62 | 0.9 | нед. |
| Подъезд к скважине №509 | | | | | | | | | | | |
| 5 | 1 | 0 | 13.9 | 89 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 278.62 | 0.4 | нед. |
| 6 | 1 | 0 | 40.1 | 88 | нефтепровод | ГЗУ-0612 – УСУ-0601 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.159 | 279.84 | 1.2 | - |
| 7 | 1 | 0 | 43.7 | 35 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 280.11 | 0.9 | нед. |
| Выкидная линия от скв. №527 до АГЗУ-0614 | | | | | | | | | | | |
| 8 | 1 | 0 | 3.7 | 87 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 173.84 | 1.1 | нед. |
| 9 | 1 | 6 | 86.2 | 84 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 175.28 | 1.4 | нед. |
| 10 | 1 | 7 | 47.2 | 67 | кабель связи | Сараши - Константиновка | ПАО «Ростелеком» | ДПС-008-Т04 | 176.17 | 0.7 | - |
| 11 | 1 | 9 | 10.1 | 55 | кабель связи | обр. – обр. | ПАО «Ростелеком» | | 178.72 | 1.8 | нед. |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

| №№ п.п. | Километр | На участке | | Угол пересечения, град | Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного) | Направление откуда и куда | Какой организации принадлежит трубопровод | Диаметр | Отметка поверхности земли в точке пересечения | Отметка верха трубы (глубина заложения) | Примечание |
|---------|----------|------------|------|------------------------|---|---------------------------|---|---------|---|---|------------|
| | | Пикет | Плюс | | | | | | | | |
| 12 | 1 | 9 | 44.1 | 87 | газопровод | Сараши - Таныш | АО "Газпром Газораспределение Пермь" Бардымское УГХ | ПЭ160 | 179.04 | 1.6 | - |
| 13 | 2 | 13 | 09.0 | 79 | кабель связи | Пермь - Уфа | ПАО «Ростелеком» | | 184.38 | 0.8 | - |

ВЛ-6кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №527

| | | | | | | | | | | | |
|----|---|---|------|----|--------------|--------------------|--------------------|-------|--------|-----|------|
| 14 | 1 | 0 | 12.3 | 66 | водовод | ВРП-0606 – скв.479 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 176.49 | 1.1 | - |
| 15 | 1 | 0 | 67.1 | 80 | кабель связи | обр. - обр. | ПАО «Ростелеком» | | 175.60 | 1.8 | нед. |

Выкидная линия от скв. №518 до АГЗУ-0619

| | | | | | | | | | | | |
|----|---|---|------|----|----------------|-----------------------|--------------------|-------|--------|-----|------|
| 16 | 1 | 4 | 12.7 | 62 | нефтепровод | скв.57 – ГЗУ-0619 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ПАТ95 | 148.70 | 1.4 | - |
| 17 | 1 | 4 | 23.6 | 64 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 148.60 | 1.2 | нед. |
| 18 | 1 | 4 | 24.1 | 64 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 148.59 | 1.2 | нед. |
| 19 | 1 | 4 | 24.5 | 64 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 148.63 | 1.2 | нед. |
| 20 | 1 | 4 | 25.0 | 64 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 148.63 | 1.2 | нед. |
| 21 | 1 | 8 | 04.6 | 88 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 150.38 | 1.0 | нед. |
| 22 | 1 | 8 | 10.6 | 83 | 2 нефтепровода | скв.453,57 – ГЗУ-0619 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ПАТ95 | 150.24 | 0.9 | - |

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

| №№ п.п. | Километр | На участке | | Угол пересечения, град | Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного) | Направление откуда и куда | Какой организации принадлежит трубопровод | Диаметр | Отметка поверхности земли в точке пересечения | Отметка верха трубы (глубина заложения) | Примечание |
|---------|----------|------------|------|------------------------|---|----------------------------------|---|---------|---|---|------------|
| | | Пикет | Плюс | | | | | | | | |
| 23 | 2 | 11 | 1.7 | 67 | нефтепровод | ДНС-0604 – УППН «Константиновка» | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ПАТ 200 | 154.05 | 1.2 | - |
| 24 | 2 | 11 | 24.6 | 86 | нефтепровод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 154.47 | 1.2 | нед. |
| 25 | 2 | 11 | 35.9 | 73 | 2 нефтепровода | скв.453, 57 – ГЗУ-0619 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ПАТ95 | 155.17 | 1.1 | - |
| 26 | 2 | 12 | 15.9 | 71 | 2 водовода | ВРП-0606 – скв.832,957 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 155.70 | 1.8 | - |
| 27 | 2 | 12 | 85.1 | 60 | нефтепровод | ГЗУ-0619 – ДНС-0604 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.159 | 156.93 | 1.2 | - |
| 28 | 2 | 12 | 99.8 | 80 | водовод | ВРП-0606 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 156.95 | 1.2 | нед. |
| 29 | 2 | 13 | 00.2 | 80 | водовод | ВРП-0606 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 156.93 | 1.2 | нед. |
| 30 | 2 | 14 | 19.4 | 84 | водовод | ВРП-0606 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 162.52 | 1.2 | нед. |
| 31 | 2 | 14 | 19.8 | 84 | водовод | ВРП-0606 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 162.53 | 1.2 | нед. |

ВЛ-6кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦПС-2» до скв. №518

| | | | | | | | | | | | |
|----|---|---|------|----|------------|---------------------|--------------------|--------|--------|-----|------|
| 32 | 1 | 1 | 53.1 | 81 | газопровод | скв.472,1007 - ГСП | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.62 | 1.4 | - |
| 33 | 1 | 1 | 55.8 | 80 | газопровод | скв.472,1007 - ГСП | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.60 | 1.4 | - |
| 34 | 1 | 3 | 17.6 | 52 | водовод | ВРП-0605 – ВРП-0606 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 148.74 | 1.6 | - |
| 35 | 1 | 5 | 27.0 | 28 | водовод | ВРП-0605 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.34 | 1.1 | нед. |

Переустройство существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп.11)

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

| №№ п.п. | Километр | На участке | | Угол пересечения, град | Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного) | Направление откуда и куда | Какой организации принадлежит трубопровод | Диаметр | Отметка поверхности земли в точке пересечения | Отметка верха трубы (глубина заложения) | Примечание |
|--------------------------------|----------|------------|------|------------------------|---|---------------------------|---|---------|---|---|------------|
| | | Пикет | Плюс | | | | | | | | |
| 36 | 1 | 0 | 75.7 | 83 | водовод | ВРП-0605 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.94 | 1.6 | нед. |
| 37 | 1 | 0 | 79.5 | 75 | водовод | обр. - обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 150.03 | 1.2 | нед. |
| 38 | 1 | 0 | 90.0 | 79 | водовод | ВРП-0605 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 150.08 | 1.2 | нед. |
| 39 | 1 | 0 | 90.4 | 78 | водовод | ВРП-0605 – скв.266 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 150.11 | 1.4 | ст. |
| Подъезд к скважине №518 | | | | | | | | | | | |
| 40 | 1 | 0 | 29.7 | 81 | нефтепровод | ГЗУ-0608 – ДНС-0604 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.159 | 150.57 | 1.4 | - |
| 41 | 1 | 0 | 41.0 | 20 | водовод | обр. – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 150.44 | 1.2 | нед. |
| 42 | 1 | 1 | 55.2 | 37 | водовод | ВРП-0605 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 150.04 | 1.6 | нед. |
| 43 | 1 | 4 | 52.4 | 81 | газопровод | скв.472, 1007 - ГСП | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.65 | 1.4 | - |
| 44 | 1 | 4 | 55.2 | 81 | газопровод | скв.472, 1007 - ГСП | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.65 | 1.4 | - |
| 45 | 1 | 6 | 15.0 | 73 | водовод | ВРП-0605 – ВРП-0606 | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.89 | 149.67 | 1.6 | - |
| 46 | 1 | 7 | 80.4 | 23 | водовод | ВРП-0605 – обр. | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | ст.114 | 149.45 | 1.1 | нед. |

Перечень пересечений проектируемых сооружений с дорогами приведен в таблице 12.

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

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

Таблица 12 – Ведомость пересечения с дорогами

| № п.п. | Положение оси пересекаемого сооружения по трассе | | Название дороги, категория, принадлежность | Вид покрытия | Положение трассы на дороге | | Угол пересечения, град. | Ширина по оси трассы: | | | Отметка Г. Р., или оси проезжей части | Схема поперечного сечения пересекаемой дороги |
|---|--|------------|---|--------------|----------------------------|-------|-------------------------|-----------------------|----------------|--------|---------------------------------------|---|
| | проектный км | пикет плюс | | | километр | пикет | | земляного полотна | проезжей части | | | |
| Подъезд к скважине №509 | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 1 | 0+00.0 | а.д. «Ст.Ашап – Кармановка» - УПН «Константиновка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | асф. | | | 88 | 16.1 | 8.5 | 278.39 | | |
| Выкидная линия от скв. №527 до АГЗУ-0614 | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 2 | 14+91.7 | а.д. «Ст.Ашап – Кармановка» - кусты 29,30 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | грав. | | | 89 | 10.8 | 5.6 | 186.95 | | |
| ВЛ-6кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦПС-1» до скв. №527 | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 1 | 0+72.1 | а.д. «Ст.Ашап – Кармановка» - кусты 29,30 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | асф. | | | 89 | 13.5 | 5.9 | 186.95 | | |
| Подъезд к скважине №527 | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 1 | 0+00.0 | а.д. «Ст.Ашап – Кармановка» - кусты 29,30 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | асф. | | | 82 | 13.1 | 6.1 | 176.27 | | |
| Выкидная линия от скв. №518 до АГЗУ-0619 | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 1 | 2+65.5 | технологический проезд | грунт | - | - | 70 | - | 3.0 | 147.41 | | |
| 6 | 1 | 4+17.8 | технологический проезд | грунт | - | - | 71 | - | 3.4 | 148.67 | | |
| 7 | 1 | 8+15.2 | технологический проезд | грунт | - | - | 60 | - | 4.6 | 150.26 | | |
| 8 | 2 | 13+94.8 | технологический проезд | ПГС | - | - | 89 | | 4.9 | 162.55 | | |
| ВЛ-6кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦПС-2» до скв. №518 | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 1 | 0+91.7 | технологический проезд | грунт | - | - | 22 | - | 3.6 | 150.08 | | |
| 10 | 1 | 3+11.0 | технологический проезд | грунт | - | - | 53 | - | 3.8 | 148.78 | | |
| Изн. № подл. | | | | | | | | | | | | Лист |
| | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | | | | | | 44 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

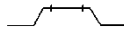
Изн. № подл.

| №№ п.п. | Положение оси пересекаемого сооружения по трассе | | Название дороги, категория, принадлежность | Вид покрытия | Положение трассы на дороге | | Угол пересечения, град. | Ширина по оси трассы: | | | Отметка Г. Р., или оси проезжей части | Схема поперечного сечения пересекаемой дороги |
|---------|--|------------|--|--------------|----------------------------|-------|-------------------------|-----------------------|----------------|--|---------------------------------------|---|
| | проектный км | пикет плюс | | | километр | пикет | | земляного полотна | проезжей части | | | |
| | | | проезд | | | | | | | | | |

Переустройство существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп.11)

| | | | | | | | | | | | |
|----|---|--------|-------------------------|-------|---|---|----|---|-----|--------|-------|
| 11 | 1 | 0+63.5 | Подъезд к скважине №518 | | | | 80 | | | 149.94 | |
| 12 | 1 | 0+77.3 | технологический проезд | грунт | - | - | 61 | - | 4.8 | 149.98 | —+—+— |
| 13 | 1 | 0+90.0 | технологический проезд | грунт | - | - | 79 | - | 3.3 | 150.09 | —+—+— |

Подъезд к скважине №518

| | | | | | | | | | | | |
|----|---|--------|--|------|--|--|----|--|--|--------|---|
| 14 | 1 | 0+00.0 | а.д. «Ст.Ашاپ – Кармановка» - УППН «Константиновка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | асф. | | | 83 | | | 153.12 |  |
|----|---|--------|--|------|--|--|----|--|--|--------|---|

ПК0-ПК0+21.0 по а.д. «Ст.Ашاپ – Кармановка» - УППН «Константиновка»

ПК0+21.0 – ПК0+35.0 по технологическому проезду ш. 3.2 (грунт)

ПК3+25.5 – ПК7+36.0 по технологическому проезду ш.3.2 (грунт)

Перечень пересечений проектируемого нефтепровода с ВЛ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Ведомость пересечения с ВЛ

| № п/п | км | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание |
|---|----|-------------------|---|---------------------------|---|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------|--------------|-------------------|------------|
| | | ПК | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора | правая опора | точка пересечения | |
| Выкидная линия от скв. №509 до т. вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пересечений нет | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

| № п/п | км | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание |
|--|--------|-------------------|-------|---------------------------|---|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------|--------------|-------------------|------------|
| | | ПК | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора | правая опора | точка пересечения | |
| ВЛ-6кВ от опоры 33 ВЛ-6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №509 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 1 | 0 | 00.0 | 33° | ВЛ-6кВ | 3 | №34 | №32 | 281.01 | 269.80 | 277.42 | 290.11 | 279.10 | 286.57 | оп. 33 |
| | | | | | ПС «ЦППС-1» - КТП-2604 | | 36.5 | 69.1 | | | | 291.10 | 280.10 | 287.55 | ф-26 |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| Подъезд к скважине №509 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 1 | 0 | 27.3 | 88° | ВЛ-6кВ | 3 | №34 | №33 | 281.01 | 277.42 | 278.77 | 290.11 | 286.57 | 287.19 | ф-26 |
| | | | | | ПС «ЦППС-1» - КТП-2604 | | 21.9 | 14.6 | | | | 291.10 | 287.55 | - | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| Выкидная линия от скв. №527 до АГЗУ-0614 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1 | 7 | 76.6 | 62° | ВЛ-110кВ | 3 | №191 | №190 | 178.54 | 178.61 | 177.33 | 190.84 | - | 188.12 | трос |
| | | | | | ц.1 «Барда - Константиновка» | | 40.0 | 158.8 | | | | 196.87 | - | - | |
| | | | | | ОАО "МРСК Урала"- "Пемэнерго" Чайковские ЭС | | | | | | | | | | |
| | 1 | 7 | 84.0 | 62° | ВЛ-110кВ | 3 | №331 | №330 | 178.99 | 178.70 | 177.53 | 190.75 | 190.50 | 188.03 | трос |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | | | | | 46 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | | | | | | | | | |

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

| № п/п | к м | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание |
|---|--------|-------------------|-------|---------------------------|---|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------------|-------------------------|------------------------------|------------|
| | | П К | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора ниж. верх. | правая опора ниж. верх. | точка пересечения ниж. верх. | |
| | | | | | ц.2 «Оса – Константиновка» | | 37.6 | 163.3 | | | | 196.75 | 196.50 | - | |
| | | | | | ОАО "МРСК Урала"- "Пемэнерго" Чайковские ЭС | | | | | | | | | | |
| 5 | 1 | 8 | 65.0 | 62° | ВЛ-500кВ | 9 | №329 | №328 | 181.50 | 178.49 | 177.73 | 197.84 | 196.65 | 192.37 | 2 траса |
| | | | | | Воткинская ГЭС - Емелино | | 264.5 | 65.3 | | | | 198.18 | 203.85 | | |
| | | | | | ППМЭС | | | | | | | | | | |
| ВЛ-6кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №527 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 1 | 0 | 00.0 | 65° | ВЛ-6кВ | 3 | №26 | №24 | 176.82 | 175.95 | 176.66 | 185.75 | 184.85 | 185.38 | № 26 |
| | | | | | ПС"ЦППС -2" -КТП-0804,0805, 0806 | | 69.3 | 67.2 | | | | 186.75 | 185.75 | 186.38 | ф-8 |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| Подъезд к скважине №527 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пересечений нет | | | | | | | | | | | | | | | |
| Выкидная линия от скв. №518 до АГЗУ-0619 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 1 | 4 | 95.1 | 64° | ВЛ-6кВ | 3 | б/н | б/н | 148.69 | 149.26 | 148.72 | 158.44 | 159.26 | 158.53 | ф-20 |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | Лист | |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | | | | | | | | | 47 | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | | | | | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| № п/п | к м | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание |
|-------|-----|-------------------|------|---------------------------|---|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------------|-------------------------|------------------------------|------------|
| | | ПК | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора ниж. верх. | правая опора ниж. верх. | точка пересечения ниж. верх. | |
| | | | | | КТП-2002 – КТП-2003 | | 12.0 | 71.0 | | | | 159.40 | 160.19 | - | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| 8 | 2 | 13 | 22.5 | 28° | ВЛ-6кВ | 3 | №2 | №3 | 161.00 | 161.57 | 156.97 | 171.70 | 172.25 | 167.21 | ф-20 |
| | | | | | ПС"ЦПС-2" - КТП-2020 | | 41.4 | 43.8 | | | | 172.70 | 173.20 | - | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| 9 | 2 | 14 | 25.9 | 74° | 6кВ | 3 | №4 | №3 | 162.90 | 161.57 | 162.73 | 173.55 | 172.25 | 170.01 | ф-20 |
| | | | | | ПС"ЦП ПС-2" - КТП-2020 | | 33.4 | 37.1 | | | | 174.50 | 173.20 | | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |

ВЛ-6кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦПС-2» до скв. №518

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|---|------|-----|--|---|----|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----|--|--|
| | | | | | Переустройство существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп.11) | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 1 | 0 | 00.0 | 89° | | | | | | | | 149.97 | | | | | |
| 11 | 1 | 0 | 03.7 | 86° | ВЛ-6кВ | 3 | №9 | №11 | 148.73 | 150.31 | 149.95 | - | 158.31 | 160.93 | №10 | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | | | | | Лист 48 |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|------------|

| № п/п | км | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание | |
|-------|----|-------------------|---|---------------------------|---|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------|--------------|-------------------|------------|------|
| | | ПК | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора | правая опора | точка пересечения | | |
| | | | | | ПС"ЦППС-2" - КТП-2017 | | 52.9 | 52.1 | | | | | - | - | - | ф-20 |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | | |

Переустройство существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп.11)

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|---|---|------|----|---|---|------|------------|--------|--------|--------|--------|---|--------|------|
| 1 2 | 1 | 0 | 00.0 | 4° | ВЛ-6кВ | 3 | №10 | - | 149.95 | - | 148.73 | 160.93 | - | - | № 9 |
| | | | | | ПС"ЦППС-2" - КТП-2017 | | 52.9 | - | | | | | - | - | ф-20 |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |
| 1 3 | 1 | 0 | 52.8 | 89 | ВЛ-6кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. №518 | | | | | | 149.97 | | | | |
| 1 4 | 1 | 1 | 04.7 | 4° | ВЛ-6кВ | 3 | №10 | КТП - 2017 | 149.95 | 150.48 | 150.31 | 160.93 | - | 158.31 | ф-20 |
| | | | | | ПС"ЦППС-2" - КТП-2017 | | 52.1 | 6.18 | | | | | | - | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |

Подъезд к скважине №518

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

| № п/п | км | Пикетаж по трассе | | Угол пересечения, градусы | Наименование, напряжение и владелец ЛЭП и линий связи | Число проводов | Тип опор, расстояние от опор по пересекаемым линиям, м. | | Отметки земли | | | Отметки проводов | | | Примечание |
|-------|----|-------------------|------|---------------------------|--|----------------|---|--------------|---------------|--------------|-------------------|------------------|--------------|-------------------|------------|
| | | ПК | + | | | | левая опора | правая опора | левая опора | правая опора | точка пересечения | левая опора | правая опора | точка пересечения | |
| 15 | 1 | 2 | 91.2 | 76° | Переустройство существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп.11) | | | | | | 149.94 | | | | |
| 16 | 1 | 2 | 94.3 | 76° | ВЛ-6кВ | 3 | №10 | №11 | 149.95 | 150.31 | 149.96 | 160.93 | 158.31 | 160.04 | ф-20 |
| | | | | | ПС"ЦПС-2" - КТП-2017 | | 10.3 | 41.8 | | | | - | - | | |
| | | | | | ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | |

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 чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте

Исследуемая территория расположена на восточной окраине Русской (Восточно-Европейской) равнины на Уфимском плато с Сылвинским кряжем в области Камских равнин, увалов и возвышенностей.

В геоморфологическом отношении участок работ располагается на Усинской возвышенности в области Камских равнин, увалов и возвышенностей на междуречном пространстве реки Тулва и приурочен к правому водораздельному склону реки.

Гидрографическая сеть района работ принадлежит к бассейну реки Тулва и представлена его правобережными притоками разного порядка: реками Искильда, Тупась, Печменка и другими многочисленными ручьями без названия.

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 50 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Район работ, согласно «Схеме климатического районирования» Приложение А рисунок А.1 СП 131.13330.2020, относится к IV строительному климатическому району.

Климатическая характеристика района изысканий представлена по метеостанциям г. Чернушка и г. Пермь. Данные по МС Чернушка представлены по данным письма «Пермский ЦГМС» (1966-2020 гг.), по МС Пермь представлена по данным Научно-прикладной справочник «Климат России» (1963-2021 гг.).

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев, с высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает, в результате чего образуются мощные слои инверсии.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатологическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

Среднегодовая температура воздуха по МС Чернушка составляет 2,4 °С. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней месячной температурой воздуха – минус 14,3 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 54 °С.

Самым тёплым месяцем является июль со средней месячной температурой плюс 18,6 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 38 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 % составляет минус 37 °С. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 % составляет минус 34 °С.

Среднее количество осадков за год по району составляет 566 мм по МС Чернушка. Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (75 мм); минимум – в феврале (26 мм).

Среднегодовая относительная влажность воздуха по МС Чернушка составила 77 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре – 85 %, минимальная в мае – 62 %.

Среднемесячная температура поверхности почвы в теплый период колеблется от 1,0 до 23,0 °С. Средняя годовая температура поверхности почвы по МС Чернушка равна плюс 3 °С. Максимальная глубина промерзания составляет – 126 см.

| | | | | | | | |
|--------------|----------------|--------------|-----------------------------|---------|------|--|------|
| Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл. | | | | | Лист |
| | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Средняя за зиму высота снежного покрова составляет 66 см, наибольшая за зиму – 115 см.

Средняя годовая скорость ветра по району 3,1 м/с по МС Чернушка; среднегодовая повторяемость ветров южного направления 24 %.

Согласно СП 20.13330.2016:

– снеговая нагрузка – (V район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м²;

– ветровая нагрузка – (II район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления w_0 составляет 0,3 кПа;

– гололедные нагрузки – (II район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

Инженерно-гидрометеорологические, инженерно-геологические характеристики района работ

Гидрографическая сеть района работ принадлежит к бассейну реки Тулва и представлена его правобережными притоками разного порядка: реками Искильда, Тупась, Печменка и другими многочисленными ручьями без названия.

Трасса выкидного трубопровода «скв. № 518 – ГЗУ-0619» на ПКЗ+36,9–ПКЗ+53,3 пересекает русло реки Тулва, которая является левобережным притоком Воткинского водохранилища. Берега крутые, высотой 0,2 – 1,5 м. Ширина русла реки по урезу воды в створе перехода трассы составляет 16,5 м. Измеренная глубина в створе перехода трассы: средняя 0,40 м, максимальная 0,57 м. Меженный уровень воды реки на участке изысканий составляет 146,5 – 146,6 м БС. Максимальные скорости течения в периоды повышенной водности могут достигать 0,97 – 1,38 м/с, в меженный период – 0,26 – 0,37 м/с.

Гидрографические характеристики водотоков и их бассейнов приведены в таблицах 24, 25 тома 3 (2021/354/ДС112-ИГМИ).

По результатам визуальной оценки местности при рекогносцировочном обследовании и результатам бурения признаки опасных инженерно-геологических процессов таких как карст, оползни выявлены не были.

В соответствии с геолого-литологическим строением участка, по лабораторным данным, а также согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020 на участке изысканий выделены следующие инженерно-геологические геологические элементы (ИГЭ):

– ИГЭ-1а – Техногенный грунт: суглинок галечниковый тугопластичный (гравия, гальки до 49 %) (tQ);

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

- ИГЭ-16 – Техногенный грунт: глина легкая пылеватая полутвердая (tQ);
- ИГЭ-2а – Глина легкая пылеватая полутвердая (aQ);
- ИГЭ-2б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (aQ);
- ИГЭ-3а – Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (aQ);
- ИГЭ-3а-1 – Суглинок галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 35 %) (aQ);
- ИГЭ-4а – Галечниковый грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 48 %) (aQ);
- ИГЭ-4б – Галечниковый грунт с песчаным водонасыщенным заполнителем (заполнителя до 45 %) (aQ);
- ИГЭ-5 – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (aQ);
- ИГЭ-6а – Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ);
- ИГЭ-6б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);
- ИГЭ-6в – Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ);
- ИГЭ-8 – Глина щебенистая твердая (дресвы, щебня до 38 %) (dQ);
- ИГЭ-9 – Суглинок легкий песчанистый тугопластичный (выветрелый песчаник) (eP);
- ИГЭ-10 – Глина дресвяная полутвердая (выветрелый аргиллит) (дресвы, щебня до 50 %) (eP).

Среди геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку (осложняющих строительство), на исследуемой территории следует отметить процессы подтопления и морозного пучения грунтов.

Согласно приложению И СП 11-105-97 часть II территории кустов скважин и участки проектируемых трасс обустройства по подтопляемости можно отнести:

- территорию площадки скважины № 509 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);
- территорию площадки скважины № 527 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);
- территорию площадки скважины № 518 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1);
- трассу нефтегазосборного трубопровода «скв. № 509 - т. вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» на участке П0+00,00 – ПК0+67,18 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);
- трассу ВЛ-6 кВ от опоры 33 ВЛ-6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. № 509 на участке ПК0+00,00 – ПК0+57,41 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 53 |

– трассу подъезда к скважине № 509 на участке ПК0+00,00 – ПК1+08,18 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу выкидной линии «скв. № 527 - АГЗУ-0614» на участке ПК0+00,00 – ПК16+69,40 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу ВЛ-6 кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 527 на участке ПК0+00,00 – ПК5+71,98 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу подъезда к скважине № 527 на участке ПК0+00,00 – ПК5+27,84 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу выкидной линии «скв. № 518 - АГЗУ-0619» на участке ПК0+00,00 – ПК10+50,45 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК10+50,45 – ПК14+35,80 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидеру № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518 на участке ПК0+00,00 – ПК2+00,00 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК2+00,00 – ПК6+44,51 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

– трассу переустройства существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп. 11) на участке ПК0+00,00 – ПК1+04,71 (к.тр.) можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1);

– трассу подъезда к скважине № 518 на участке ПК0+00,00 – ПК5+00,00 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК5+00,00 – ПК9+80,50 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1).

Согласно п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений», с учетом таблицы 5.1 СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» по МС Янаул нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,62 м; для супесей и песков мелких и пылеватых 1,97 м; для крупнообломочных грунтов – 2,40 м.

Для многослойной толщи произведен расчет глубины промерзания:

- для суглинка и грунта галечникового – 1,73 м;
- для суглинка и грунта галечникового – 1,87 м;

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 54 |

- для глины и песка мелкого – 1,69 м.

Категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016:

- по морозному пучению грунтов – весьма опасные;
- по подтоплению – весьма опасные;
- по сейсмичности – умеренно опасные.

Интенсивность сейсмического воздействия (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018, прил. А:

- территория не сейсмична по карте ОСР-2015-В (менее 5 баллов).

Опасные гидрометеорологические явления в соответствии с перечнем и критериями, указанными таблицам Б.1 и Б.2 приложения Б СП 482.1325800.2020, на изыскиваемом объекте могут наблюдаться: сильный ветер, очень сильный дождь, сильный ливень, дождь, очень сильный снег, продолжительные сильные дожди, крупный град, сильная метель, сильное гололедно-изморозевое отложение на проводах, сильный туман, половодье и паводок, русловые деформации.

В геологическом строении района изысканий (до исследуемой глубины 11,0 м) принимают участие техногенные (tQ), аллювиальные (aQ), делювиальные (dQ) отложения четвертичного возраста и элювиальные отложения (кора выветривания пермских отложений) (eP), с поверхности местами перекрытые почвенно-растительным слоем (pQ).

В период изысканий (ноябрь 2023 года) в пределах исследуемых глубин до 11,0 м встречены подземные воды, приуроченные к четвертичным аллювиальным отложениям.

По результатам визуальной оценки местности при рекогносцировочном обследовании и результатам бурения признаки опасных инженерно-геологических процессов таких как карст, оползни выявлены не были.

| | | | | | | | |
|---------------|----------------|--------------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | |
| Индв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | |

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

3.4.1 Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Анализ статистических данных и отчетов комиссий по расследованию причин возникновения аварийных ситуаций на объектах нефтяной и газовой отрасли показал, что они могут быть условно объединены в следующие группы:

- отказы и неполадки технологического оборудования;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- «внешние» воздействия природного и техногенного характера.

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварий на проектируемом объекте.

1 Причины аварий, связанные с отказами и неполадками технологического оборудования:

- коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов

Опасности, связанные с физическим износом и коррозией могут привести к аварийной разгерметизации и выбросу опасных веществ в окружающую среду.

Исходя из анализа неполадок и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 56 |

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования может привести как к частичному, так и к полному разрушению технологического оборудования, дренажных емкостей и технологических трубопроводов.

Причины, связанные с типовыми процессами

Основными типовыми процессами являются процессы добычи и транспортирования нефти. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине присутствия пластовой воды, солей и сероводорода). Возможно образование топливовоздушных смесей.

Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки, аппаратуры КИП и А.

2 Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания;
- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие или ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без наряда-допуска;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и охраны труда;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- нарушение (повреждение), отключение системы взрывозащищенности оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- ошибочные действия водителей транспортных средств, механическое повреждение.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

3 Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера:

Разряд атмосферного электричества.

Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

Опасные природные явления.

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более), которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

Низкая температура воздуха.

Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

Землетрясение, оползневые и карстовые явления.

Не рассматривается, поскольку объект находится не в сейсмоопасной зоне (возможность возникновения один раз в 100 лет сейсмических условий с интенсивностью колебаний от пяти до шести баллов), оползневые и карстовые явления в зоне расположения не наблюдались.

Падение самолета, вертолета.

Падения самолета, вертолета для территории расположения проектируемого объекта маловероятны. Над территорией проектируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний. Вероятность этого события не превышает 10^{-7} 1/год.

Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Террористические акты и акты вандализма также маловероятны.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Проектируемый объект расположен вдали от транспортных магистралей. На территорию объекта посторонним въезд и проход запрещен. Частота не превышает $1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, поскольку объект обеспечен надежной охраной.

Все перечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов, и явиться причиной возникновения аварийных ситуаций различных масштабов.

3.4.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Исходя из представленных выше характеристик проектируемого объекта (количества и свойств опасных веществ, технологии и аппаратурного оформления, технических решений по обеспечению безопасности), анализа известных аварий, анализа условий возникновения и развития аварий целесообразно определить и использовать на последующих этапах анализа сценарии и их дальнейшее развитие.

Каждая происшедшая или возможная авария на опасном объекте по совокупности всех признаков от момента инициализации до полной ликвидации последствий специфична и неповторима. Однако, по ряду параметров, признаков и показателей, определяющих уровень опасности для человека, объектов прилегающей производственной зоны и окружающей среды, все аварии могут быть сгруппированы во множества, для которых применимы количественные и качественные оценки по основным показателям последствий.

В абсолютном большинстве известных аварий начальная стадия - освобождение опасных веществ из закрытого (или герметичного) технологического оборудования. Степень разгерметизации аварийного объекта имеет определяющее значение для характера дальнейшего развития аварии и тяжести ее последствий. В последующих расчетах и исследованиях приняты две степени разгерметизации:

- полная разгерметизация, при которой прогнозируется разрушение объекта с высвобождением всего количества, содержащегося в нем опасного вещества;
- частичная разгерметизация, когда в результате иницирующих событий образуется место истечения с эффективной площадью истечения опасного продукта от 0,0003 до 0,0005 м² (эквивалентно отверстиям диаметром от 20 до 25 мм).

Взрывопожароопасные вещества после высвобождения из закрытых (герметичных) систем в зависимости от их природы и физических параметров состояния в аварийном оборудовании или транспортной системы могут образовывать:

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 59 |

– разлития опасных продуктов по свободной площади или в пределах ограждений (обвалований); это явление присуще горючим жидкостям (ГЖ), легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ);

– облака топливно-воздушной смеси (ТВС) из парогазовой фазы (ПГФ) содержащейся в аварийной системе и опасного продукта, испаряющегося с поверхности разлитой жидкости;

– струйное истечение опасных веществ из технологического блока при частичной разгерметизации, как жидкой, так и паровой фаз.

Описанные явления могут быть как обособленными, так и в различных сочетаниях с учетом конкретных условий аварии.

Высвобожденные в результате аварии взрывопожароопасные вещества при контакте и смешении с кислородом воздуха, при появлении источника зажигания достаточной мощности склонны к дальнейшим физико-химическим превращениям в форме взрывов и горений.

Эта стадия развития аварий достаточно сложна, многообразна и во многом определяется характером высвобождения опасных веществ и их природой. Для образующихся в результате аварий облаков ТВС приняты и исследованы стадии с последующими вариантами превращений:

- взрыв облака ТВС;
- пожар пролива;
- сгорание облака ТВС в виде «пожара-вспышки»;
- рассеивание облака ТВС.

Образование облаков ТВС происходит в случаях выброса из разгерметизированного или разрушенного оборудования значительных количеств опасного вещества в паровой (газовой) фазе или мгновенного испарения опасного вещества из жидкой фазы за счет значительного перегрева. Далее происходят газодинамические процессы смешения паров опасного вещества с воздушной массой и появление на внешних слоях парогазового облака массивов смеси с концентрациями опасного вещества в пределах между нижним и верхним концентрационными пределами воспламенения.

При появлении источника зажигания может происходить взрывное превращение облака ТВС, основным поражающим фактором которого является взрывная ударная волна, или сгорание облака ТВС с низкой скоростью распространения фронта пламени в режиме «пожара-вспышки», в этом случае основным поражающим фактором является тепловое воздействие (термическое поражение).

Из вариантов возникновения и развития аварий наиболее вероятными могут быть аварии, возникающие при незначительных нарушениях герметичности оборудования,

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 60 |

например, при нарушении плотности фланцевых соединений, образовании свищей, нарушения герметичности трубопроводной арматуры.

Аварии с пожарами и взрывами менее вероятны, но приводят к более серьезным последствиям и потому являются более опасными.

Предварительная оценка опасностей производится, согласно Приказу Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387.

В перечне аварийных ситуаций применительно к каждому участку и технологической установке промышленного предприятия выделяются группы аварийных ситуаций, которым соответствуют одинаковые модели возникновения и развития аварии.

Для определения частоты нежелательных событий используется логический метод анализа «дерево событий». Анализ возникновения аварий показывает, что крупные чрезвычайные ситуации, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии (отказы оборудования, ошибки человека, нерасчетные внешние воздействия, разрушение, выброс, рассеяние веществ, воспламенение, взрыв, интоксикация).

Анализ «дерева событий» (АДС) - алгоритм построения последовательности событий, исходящих из основного события (аварийной ситуации). Используется для анализа развития аварийной ситуации. Частота каждого сценария развития аварийной ситуации рассчитывается путем умножения частоты основного события на условную вероятность конечного события (например, аварии с разгерметизацией оборудования с горючим веществом в зависимости от условий могут развиваться как с воспламенением, так и без воспламенения вещества).

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на проектируемом объекте, обусловленных возможными иницирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения иницирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии), с использованием программного комплекса для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска.

На рисунках 3, 4 представлены схемы возможных развитий аварийных ситуаций.

Условная вероятность каждого события определена экспертным путем с учетом информации, приведенной в литературных источниках, с учетом интенсивности истечения и массы выброшенного вещества.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

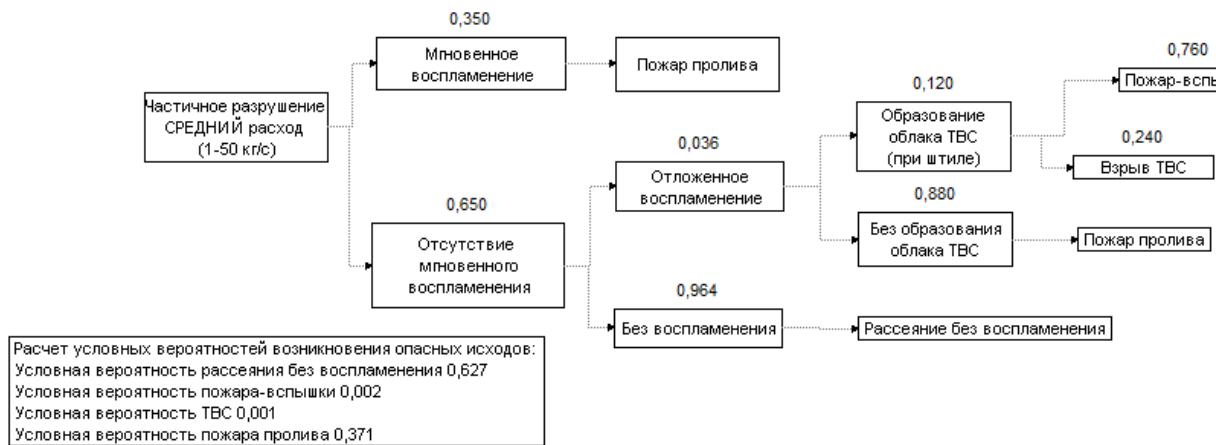


Рисунок 3 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь



Рисунок 4 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь

Аварийные ситуации не рассматриваются для всех ОВ с давлением насыщенных паров менее 3 кПа (в помещении) и 10 кПа (на открытой площадке) условные вероятности событий образования ТВС которых равны 0 (Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 414).

На основании результатов проведенного анализа, с учетом вероятности реализации аварий, к рассмотрению приняты группы сценариев для наиболее опасного оборудования, приведенные в таблице 14.

Таблица 14

| Название сценария | Схема развития сценария |
|--------------------------------|--|
| C1 Выброс опасного вещества | Полное или частичное разрушение оборудования → истечение нефти →загрязнение окружающей среды |
| C2 | Полная или частичная разгерметизация оборудования → |

| | |
|--------------|-------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Изм. | Изм. |
| Кодуч. | Кодуч. |
| Лист | Лист |
| № док. | № док. |
| Подпись | Подпись |
| Дата | Дата |

| Название сценария | Схема развития сценария |
|-----------------------------------|--|
| Взрыв ТВС в открытом пространстве | выброс опасного вещества, образование облака → взрыв ТВС при условии наличия источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной, экологическое загрязнение |
| С3 Пожар разлива | Полная или частичная разгерметизация → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение |
| С4 Пожар-вспышка | Полная или частичная разгерметизация трубопровода → образование ГВС (за счет испарения опасных веществ) → вспышка ГВС при наличии источника зажигания → термическое поражение оборудования и персонала, загрязнение ОС |

Последствия реализации того или иного сценария определяются местом их возникновения, объемом и характером выброшенного вещества, наличием и надежностью систем противоаварийной защиты.

3.4.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии

В настоящем разделе изложена методология оценки риска аварий и чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте, включая оценки возможных потерь и частот их реализации.

При анализе уровня опасности проектируемого объекта использовались методы моделирования процессов и событий, объективно характеризующие исследуемые явления в области определяемых критериев и оценок. К числу моделируемых процессов относятся:

- статистически обоснованные схемы событий, инициирующих возникновение, развитие и логическую последовательность этапов аварий;
- физико-химические явления аварии (выбросы опасных веществ, формирование облаков ТВС опасных продуктов их последующие превращения – взрыв, рассеивание или сгорание, пожар разлитий);
- формы проявления поражающих факторов возможных аварий, прогнозируемые зоны их действия, интенсивность и продолжительность воздействия поражающих факторов;

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

– ожидаемые последствия воздействия поражающих факторов аварий на производственный персонал объекта, производственные и административно-бытовые здания и сооружения, экологические последствия прогнозируемых аварий;

– действия производственного персонала и специальных формирований предприятия в возникающих ЧС (оповещение должностных лиц и служб, запуск и работа технических систем локализации аварии, эвакуация и перемещения персонала, спасательные, неотложные и аварийно-восстановительные работы), а также действия сил и средств сторонних организаций и территориальных формирований МЧС, привлекаемых для ликвидации аварий на проектируемом объекте.

Оценку возможных последствий аварий рекомендуется проводить на основе методических документов, указанных в таблице 15, согласно Руководству по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 414.

Таблица 15

| Назначение | Документ |
|---|--|
| 1. Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при воспламенении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей | Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 412 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» |
| 2. Расчет концентрации, массы ОБ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ГВС | Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385 «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» |
| 3. Определение параметров воздействия и зон поражения при горении пролива, огненном шаре, факельном горении | Методика определения величин пожарного риска на производственных объектах. Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404 |
| 4. Расчет параметров воздействия и зон поражения при горении ОБ в зданиях | |
| 5. Расчет параметров воздействия и зон поражения продуктами горения | |
| 6. Расчет параметров воздействия и зон поражения осколками | СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов» |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

| Назначение | Документ |
|------------|--|
| | газодобывающих предприятий ОАО "Газпром» |

Для сценариев с пожаром пролива в случае примерно равных площадей пролива форму пламени при горении рекомендуется аппроксимировать наклонным цилиндром с радиусом, равным эффективному радиусу пролива. Для этого цилиндра определяются параметры теплового излучения в соответствии с п. 23 Приложения 3 к Методике определения величин пожарного риска на производственных объектах.

Для расчета концентрационных полей при рассеивании и дрейфе облака рекомендуется использовать Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. Для расчета размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака размер зоны возможного смертельного поражения людей определяется размерами зоны достижения концентрации, равной половине нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно Приказу Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385.

Массу во взрывоопасных пределах, способную участвовать во взрыве, определим согласно Приложению № 3 к ФНП от 15.12.2020 № 533.

В общем случае для неорганизованных парогазовых облаков в незамкнутом пространстве с большой массой горючих веществ доля участия во взрыве может приниматься равной 0,1. В отдельных обоснованных случаях доля участия веществ во взрыве может быть снижена, но не менее чем до 0,02.

При отсутствии сведений о распределении источников воспламенения и о вероятности зажигания облака расчет зон поражения при взрыве облаков ТВС рекомендуется выполнять из условия воспламенения облака в момент времени, когда облако ГВС достигает наибольшей массы, способной к воспламенению.

Рекомендуется учитывать, что смертельное поражение людей на открытом пространстве достигается при давлении на фронте ударной волны более 120 кПа.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на проектируемом объекте, обусловленных возможными иницирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения иницирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии), с использованием программного комплекса для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска.

Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба

| | | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | | | | 65 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | | | | 65 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

(с учетом механизма и специфики возникновения последствий в выбранной группе риска), на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника. При этом для сценариев аварий, зоны потенциального ущерба, от которых формируются под действием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр ее возможных состояний в пределах характерного периода их изменений (в разрезе года).

Основное предположение заключается в том, что в смеси с воздухом участвует индивидуальный газ. В противном случае, характеристики ТВС, должны быть определены отдельно. Поджег облака ТВС, происходит в центре облака. Для оценки количества вещества, способного принимать участие в аварии при полной/частичной разгерметизации трубопровода, а также дрейфа облака ТВС использовалась методика «Токси». Основные допущения, принятые в методике:

- газозвдушная смесь считается идеальным газом, свойства которой не зависят от температуры;
- истечение/испарение жидкости происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения/испарения;
- разлив жидкой фазы происходит на твердой не впитывающей поверхности;
- при расчете рассеяния ТВС в атмосфере используется гауссова модель диффузии пассивной примеси; осаждение на подстилающую поверхность выброса ТВС и его химические превращения не учитываются;
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы - по высоте постоянны.

При построении полей риска также предполагалось, что распределение ветра по скоростям и по углам М-румбовой схемы (восемь румбов) - нормальное.

При построении полей риска от взрывов ГВС полагалось, что действие населения и персонала - неадекватное, поскольку время действия поражающих факторов данных аварий, в большинстве случаев, не превышает 1,5 мин.

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

- режим работы объекта – круглосуточный;
- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;
- год условно делится на два периода – зима (октябрь – апрель) и лето (апрель – октябрь), при этом реализация аварии в эти периоды равновероятна.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 66 |
| | | | | | | | |

Количество людей, находящихся на промышленных объектах, окружающих проектируемый объект в период времени с 8.00 до 20.00 часов, принимается равным наибольшей рабочей смене; в остальное время, равным численности ночной смены.

3.4.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводились для основных технологических блоков на основании методик, изложенных в государственных стандартах, действующих нормативных материалах и в разработках научно-исследовательских организаций нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности.

Динамика технологических процессов и невозможность их мгновенной остановки учитывалась добавлением к массе опасного вещества, находящегося в аварийном блоке или участке транспортной системы, поступлений опасного вещества от других блоков или участков технологической схемы. При этом итоговая масса опасного вещества определялась как сумма количеств опасного вещества, находящегося в аварийном блоке, и поступающего за время аварии от смежного блока и транспортных систем. При отсутствии достоверных сведений продолжительность выброса рекомендуется принимать равной 600 сек в случае наличия средств противоаварийной защиты и системы обнаружения утечек и 1800 сек - в случае их отсутствия. Ниже приведены основные расчетные формулы и допущения, используемые при расчетах количества веществ, участвующих в аварии.

Количество поступивших в замкнутое или свободное пространство веществ при полной разгерметизации, определяется, исходя из следующих предпосылок:

- происходит расчетная авария трубопровода или оборудования;
- все содержимое емкости (трубопровода) или часть продукта (при соответствующем обосновании) поступает в свободное пространство;
- расчетное время отключения трубопроводов определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии;
- при расчетах принимается нулевая подвижность окружающего воздуха (безветрие);
- в качестве расчетной температуры при аварийной ситуации с наземным расположением оборудования принимается максимально возможная температура воздуха в

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 67 |

соответствующей климатической зоне, а при аварийной ситуации с подземным расположением оборудования - температура грунта, условно равная максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

- длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для относительно небольших проливов топлива (до 20 кг) время испарения допускается принимать равным 900 с, поскольку столь небольшие проливы могут быть достаточно эффективно удалены обслуживающим персоналом. Кроме того, в запас надежности идет неучет подвижности воздуха и уменьшение скорости испарения жидкости со временем вследствие ее охлаждения.

Допускается использование показателей пожаровзрывоопасности для смесей веществ и материалов по наиболее опасному компоненту.

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с рекомендациями используемых методик.

Используемые предположения и допущения:

- толщина слоя разлившейся по поверхности земли горючей жидкости, в случае отсутствия обвалования, принята равной 5 см;
- в пожаре разлития участвует вся масса разлившегося опасного вещества.

Количество вышедшего из трубопровода опасного вещества рассчитывались исходя из следующего:

- при полной разгерметизации количество опасного вещества складывается из количества в отсекаемом участке трубопровода (участок между двумя задвижками) и количества, которое выйдет до перекрытия задвижек;

- при частичной разгерметизации количество вышедшего опасного вещества принимаем согласно методике подраздела Г.3 Приложения Г СТО Газпром 2-2.3-400-2009.

В случае отложенного воспламенения количество ПГФ определяется также количеством ПГФ, образующимся за счет испарения с поверхности разлива ЛВЖ.

Количество испарившейся ПГФ определяется по формуле:

$$T = W \cdot F_{и} \cdot T,$$

где W - интенсивность испарения, кг/с·м²;

F_и - площадь испарения, м², определяемая в зависимости от массы жидкости, размера обвалования, отбортовки и т. п.;

| | |
|----------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подпись и дата | |
| Инов. № подл. | |

| | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|--|-----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 68 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | | | | | |

T – продолжительность поступления паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в окружающее пространство. При расчете взрыва ТВС время испарения полагалось 900 с.

Для ненагретых ЛВЖ при отсутствии данных допускается рассчитывать W по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \sqrt{M} \cdot P_n,$$

где M - молярная масса, г/моль;

P_n - давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости.

Во взрыве принимает участие 10 % от массы сформировавшегося облака ТВС в случае взрыва на открытом пространстве и 30 %, в случае взрыва в помещении (горючие газы – 50 %).

Среднее ожидаемое количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Количество опасных веществ, участвующих в аварии

| Оборудование | Загрязняющее вещество | Масса загрязняющего вещества, т | Площадь пролива, м ² | Масса паров для взрыва, кг | |
|---|------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| | | | | Содержащегося в облаке ТВС | Образующего поражающий фактор |
| Скв. № 509, 527, 518 | водонефтегазовая смесь | 0,04 | 14,80 | 20,91 | 2,09 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509) | водонефтегазовая смесь | 0,24 | 5,36 | 21,54 | 2,15 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | водонефтегазовая смесь | 0,67 | 3,74 | 46,21 | 4,62 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527) | водонефтегазовая смесь | 0,12 | 2,66 | 10,70 | 1,07 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | водонефтегазовая смесь | 7,73 | 43,06 | 532,53 | 53,25 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518) | водонефтегазовая смесь | 0,16 | 3,58 | 14,40 | 1,44 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | водонефтегазовая смесь | 6,69 | 37,28 | 461,00 | 46,10 |

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

3.4.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Исходя из свойств вещества и условий утечки, выбрана соответствующая модель (методика расчета). Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов. Дальнейшие действия состоят в определении возможной эскалации аварии, а также в моделировании поведения людей, действующих согласно инструкции. При эскалации аварии для любого элемента оборудования интенсивность утечки принимается максимально возможной для данного компонента оборудования.

В качестве основных поражающих факторов рассматривались:

- экологическое загрязнение;
- барическое поражение (ударная волна);
- тепловое излучение горящих разливов (термическое воздействие).

Экологическое загрязнение

Загрязняющим веществом при аварии на проектируемых объектах является нефть и попутный нефтяной газ.

Зоны действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах будут зависеть от конкретного сценария развития аварийной ситуации.

Первым проявлением аварийной ситуации является выброс опасных веществ (нефти) в окружающую среду с загрязнением почвенного слоя и выбросом в атмосферу попутного нефтяного газа, растворенного в нефти.

При разливе опасного вещества, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. В реальных условиях при разливе нефти непосредственно на грунт, она заполняет естественные углубления рельефа и, следовательно, площадь загрязнения занимает величину меньше расчетной.

Для предотвращения растекания разлившейся жидкости из оборудования на площадке скважин предусмотрено замкнутое обвалование. Максимальной площадью загрязнения при аварийных проливах принимается площадь ограждающих конструкций.

Количество опасных веществ, участвующих в аварии приведено в таблице 16 (сценарий С1).

При отсутствии источника зажигания происходит испарение нефти с загрязнением атмосферы до момента ликвидации последствий аварии.

При расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов при полной разгерметизации;

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

количество загрязняющих веществ при испарении нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части трубопровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины.

Определение площади разлива (испарения) на неограниченную наземную поверхность осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404).

Согласно Приложению 3 Методики, при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива $F_{пр}$ жидкости определяется по формуле:

$$F_{пр} = \varphi_p \cdot V_{ж},$$

где φ_p - коэффициент разлития, m^{-1} ($5 m^{-1}$ при проливе на неспланированную грунтовую поверхность, $20 m^{-1}$ при проливе на спланированное грунтовое покрытие, $150 m^{-1}$ при проливе на бетонное или асфальтовое покрытие);

$V_{ж}$ - объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации, m^3 .

Расчет объема нефтезагрязненного грунта проводился в соответствии с Методикой определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

Количество нефти (объем $V_{вп}$, m^3), впитавшейся в грунт, определяется по соотношениям:

$$V_{вп} = K_n V_{гр}$$

Значение нефтеемкости грунта K_n зависит от его влажности и типа грунта.

В соответствии с томом 2021/354/ДС112-ИГИ (таблицы 5 - 19) нормативное значение природной влажности для инженерно-геологических элементов верхних слоев:

- ИГЭ-1а – 0,227;
- ИГЭ-1б – 0,217;
- ИГЭ-2а – 0,263;
- ИГЭ-2б – 0,270 и т.д.

Максимальный объем загрязненного грунта возможен в случае впитывания всего объема нефти, участвующего в аварии, и минимальном значении природной влажности. Принимаем инженерно-геологический элемент ИГЭ-1а.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

На основании данных таблицы 2.3 Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95) принимаем нефтеемкость грунта по трассе 0,201.

Таким образом максимальный объем загрязненного грунта определяется как:

$$V_{гр} = \frac{V_{вп}}{K_n},$$

Где – $V_{вп}$ принимаем равным объему разлившейся нефти.

Размеры площадей пролива и объемов нефтезагрязненного грунта при аварийных проливах опасных веществ приведены ниже (таблица 17).

Таблица 17

| Оборудование | Сценарий | Площадь пролива, м ² | Объём нефтезагрязнённого грунта, м ³ |
|---|------------------------|---------------------------------|---|
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | Полная разгерметизация | 3,74 | 3,72 |
| | Частичная | 9,36 | 9,32 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | Полная разгерметизация | 43,06 | 42,85 |
| | Частичная | 9,36 | 9,32 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | Полная разгерметизация | 37,28 | 37,09 |
| | Частичная | 9,36 | 9,32 |

Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» на ПК3+36,9 – ПК3+53,3 пересекает русло р. Тулва. Площадка скважины № 518 находится в границах водоохранной зоны р. Тулва и частично в пределах её прибрежной защитной полосы.

Расчет площади загрязненной акватории производится согласно формуле:

$$S_p = \frac{V_{ж}}{0,003}$$

где $V_{ж}$ - объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты, м³,

S_p - площадь загрязненной водной поверхности, м², если площадь зеркала водоема

$S_v < S_p$, то $S_p = S_v$.

Расстояние, на которое переместится пятно нефтепродуктов вниз по течению реки определяем по формуле:

$$l = V_{max} \cdot T,$$

| | |
|--------------|-------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Изм. | Изм. |
| Кодуч. | Кодуч. |
| Лист | Лист |
| № док. | № док. |
| Подпись | Подпись |
| Дата | Дата |

где V_{\max} – максимальная скорость течения реки, м/с (принимается согласно сведениям, приведенным в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий),

T – время, с.

Гидрографические характеристики водотоков и их бассейнов приведены выше в п. 1.2.3 данного раздела.

Результаты определения площадей разлива на поверхность (грунт) и акваторию при разгерметизации технологического оборудования представлены в таблицах 18, 19. Нормативное время локализации разлива на акватории составляет 4 часа.

Таблица 18

| Наименование оборудования | Площадь пролива на грунтовую поверхность, м ² | Площадь загрязненной акватории, м ² |
|---|--|--|
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 37,28 | 2486,67 |

Таблица 19 – Расчет миграции нефтяного пятна по акватории в случае аварии на проектируемом оборудовании

| Наименование оборудования | Масса нефти, т | Название водотока | Максимальная скорость течения, м/с | Ширина водотока (средняя), м | Расстояние, на которое может переместиться пятно нефтепродуктов за время, км | | | Площадь загрязнения, м ² |
|---|----------------|-------------------|------------------------------------|------------------------------|--|--------|--------|-------------------------------------|
| | | | | | 1 час | 2 часа | 4 часа | |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 6,69 | р. Тулва | 0,37 | 16,50 | 1,33 | 2,66 | 5,33 | 87912 (0,088 км ²) |

Расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных ударных волн

В случае реализации данного сценария зона действия поражающих факторов равна окружности радиусом R, центром которой является место разгерметизации технологического оборудования. Границы зоны действия на здания и сооружения (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 73 |

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса.

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны использованы значения, приведенные в таблице 20.

Таблица 20 – Характер повреждений зданий и сооружений и воздействия на человека ударной волны

| Степень поражения | Избыточное давление ΔP, кПа |
|---|-----------------------------|
| <i>Характер повреждения элементов зданий</i> | |
| Разрушение остекления | 5 |
| Разрушение перегородок и кровли | |
| - деревянных каркасных зданий | 12 |
| - кирпичных зданий | 15 |
| - железобетонных каркасных зданий | 17 |
| Разрушение перекрытий | |
| - деревянных каркасных зданий | 17 |
| - промышленных кирпичных зданий | 28 |
| - промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом | 30 |
| Разрушение стен | |
| - шлакоблочных зданий | 22 |
| - деревянных каркасных зданий | 28 |
| - кирпичных зданий | 40 |
| Полное разрушение зданий | 100 |
| Разрушение фундаментов | 215 - 400 |
| <i>Воздействие на человека</i> | |
| Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий | 5,9 - 8,3 |
| Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ударной волны (условно – поражение 1 степени) | 16,0 |
| Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких (условно – поражение 2 степени) | 55,0 |
| Состояние контузии (условно – поражение 3 степени) | 70,0 |
| Переломы ребер, гиперемия сосудов мягкой мозговой оболочки | 100 - 150 |
| Летальный исход | 300 |

В случае нахождения людей в момент внешнего взрыва в зданиях, их поражение может наступить от механического воздействия за счет обрушения перекрытий и стен уже при давлениях от 30 до 50 кПа.

| | |
|--------------|----------------|
| Изм. № подл. | Изм. инв. № |
| Изм. | Подпись и дата |

В связи с тем, что характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС и, следовательно, параметры ударной волны, геометрические характеристики окружающего пространства разделены на виды в соответствии со степенью его загроможденности. Согласно Приказу Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 412 территория проектируемого объекта соответствует: вид 4 слабозагроможденное пространство.

Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС и газа при аварийной ситуации на оборудование приведены в таблице 21.

Таблица 21

| Оборудование | Степень поражения | | | | | |
|---|--------------------------|---------------------------|----------------------------|--|---|--|
| | Полное разрушение зданий | 50%-ное разрушение зданий | Средние повреждения зданий | Умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам дверей и т.п.) | Нижний порог повреждения человека волной давления | Малые повреждения (разбита часть остекления) |
| | Избыточное давление, кПа | | | | | |
| | 100,00 | 53,00 | 28,00 | 12,00 | 5,9 | 3,0 |
| Расстояние от центра, м | | | | | | |
| Скв. № 509, 527, 518 | 1,23 | 1,81 | 3,10 | 9,05 | 18,09 | 50,75 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509) | 1,25 | 1,84 | 3,16 | 9,22 | 18,44 | 51,78 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | 2,08 | 3,07 | 5,26 | 15,35 | 30,70 | 86,73 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527) | 0,79 | 1,16 | 1,98 | 5,79 | 11,58 | 32,15 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | 10,62 | 15,65 | 26,82 | 78,23 | 156,46 | 451,08 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518) | 0,96 | 1,41 | 2,42 | 7,06 | 14,11 | 39,53 |

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

| Оборудование | Степень поражения | | | | | |
|---|--------------------------|---------------------------|----------------------------|--|---|--|
| | Полное разрушение зданий | 50%-ное разрушение зданий | Средние повреждения зданий | Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т.п.) | Нижний порог повреждения человека волной давления | Малые повреждения (разбита часть остекления) |
| | Избыточное давление, кПа | | | | | |
| | 100,00 | 53,00 | 28,00 | 12,00 | 5,9 | 3,0 |
| | Расстояние от центра, м | | | | | |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 9,65 | 14,22 | 24,37 | 71,08 | 142,16 | 409,56 |

Результаты расчета параметров волны давления, приведенные в таблице 21, свидетельствуют о том, что воздушная ударная волна не способна вызвать какие-либо существенные повреждения зданий и сооружений в ближайших населенных пунктах.

Расчет интенсивности теплового излучения горящих разливов

Для расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива, приняты следующие допущения:

- горение происходит по всей поверхности пролива;
- зона поражения открытым пламенем определялась как размер пролива в сумме с размером, вытянутым по ветру пламенем;
- зона поражения тепловым излучением определяется как зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной;
- зона безопасная для человека при тепловом излучении определяется как зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м^2 ;
- поражение человека смертельно.

Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 22).

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Таблица 22 – Характер воздействия теплового излучения на строительные конструкции

| Характер повреждений элементов зданий | Интенсивность излучения, кВт/м ² |
|--|---|
| Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение 10 мин при 30 мин при 90 мин при | 30 20 12 |
| Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение 30 мин при 90 мин при | 55 30 |
| Взрыв резервуаров с нефтью (температура самовоспламенения менее 235 °С при степени черноты поверхности резервуара 0,35) 5 мин при 10 мин при 20 мин при более 30 мин при | 34,9 27,6 21,4 19,5 |

Последствия меньших тепловых потоков показаны в таблице 23.

Таблица 23 – Оценка характера повреждений конструктивных материалов

| Объект, на который направлено воздействие | Тепловой поток, кВт/м ² | | |
|---|------------------------------------|--------------------|------------------|
| | 4,2 | 8,4 | 10,5 |
| Окрашенные металлические конструкции | без изменений | вспучивание краски | обгорание краски |
| Деревянные конструкции | То же | разложение | обугливание |
| Резина, одежда, ткань | То же | обугливание | загорание |

При определении степени поражения людей от воздействия на них теплового излучения при пожаре разлития или горения паровоздушных смесей за основу принимаются критерии (значения интенсивности излучения), приведенные в таблице 24.

Таблица 24 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов

| Характер воздействия на человека | Интенсивность излучения, кВт/м ² |
|--|---|
| Без негативных последствий в течение неограниченного времени | 1,4 |
| Безопасно для человека в брезентовой одежде | 4,2 |
| Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с | 7,0 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист 77 |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------------|

| Характер воздействия на человека | Интенсивность излучения, кВт/м ² |
|--|---|
| Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1 степени через 6-8 с Ожог 2 степени через 12-16 с | 10,5 |
| Летальный исход с вероятностью 50% при длительном воздействии около 10 с | 44,5 |

При построении зон поражения от пожаров разлитий использовались параметры веществ, приведенные в таблице 25.

Таблица 25 - Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельная массовая скорость выгорания для нефти

| Топливо | Ef , кВт/м ² , при d , м | | | | | m , кг/(м ² * с) |
|---------|---|----|----|----|----|----------------------------------|
| | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | |
| Нефть | 25 | 19 | 15 | 12 | 10 | 0,04 |

Примечание - Для диаметров очага менее 10 м или более 50 м Ef принималась такой же, как и для очагов диаметром 10 м и 50 м соответственно.

Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека приведены в таблице 19.

Таблица 26 - Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека

| Степень поражения | Доза теплового излучения, Дж/м ² |
|-------------------|---|
| Ожог 1-й степени | $1,2 \times 10^5$ |
| Ожог 2-й степени | $2,2 \times 10^5$ |
| Ожог 3-й степени | $3,2 \times 10^5$ |

Примечание. Доза теплового излучения Q рассчитывается по формуле: $Q = q \times \tau$, где q и τ обозначены выше.

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения от пролива нефтепродуктов на человека и на строительные конструкции при полной разгерметизации оборудования приведены в таблице 27.

| | | | | | | | | | |
|--------------|----------------|--------------|-----------------------------|---------|------|--|--|--|------|
| Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл. | | | | | | | Лист |
| | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | 78 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | |

Таблица 27 – Характер воздействия теплового излучения на человека

| Наименование оборудования | Размер зон действия теплового излучения при пожаре разлития, м | | | | | |
|---|--|--|---|--|--|---|
| | радиус зоны пламени | летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с $I = 44,5 \text{ кВт/м}^2$ | непереносимая боль через 3–5 с, ожог I степени через 6–8 с, ожог II степени через 12–16 с. $I = 10,5 \text{ кВт/м}^2$ | непереносимая боль через 20–30 с, ожог I степени через 15–20 с, ожог II степени через 30–40 с. $I = 7,0 \text{ кВт/м}^2$ | безопасно для человека в брезентовой одежде, $I = 4,2 \text{ кВт/м}^2$ | без негативных последствий в течение неограниченного времени, $I = 1,4 \text{ кВт/м}^2$ |
| Скв. № 509, 527, 518 | 2,40 | - | 2,80 | 3,10 | 3,50 | 5,20 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509) | 1,30 | - | 1,75 | 1,95 | 2,25 | 3,25 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | 1,10 | - | 1,50 | 1,60 | 1,90 | 2,80 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527) | 0,90 | - | 1,30 | 1,40 | 1,60 | 2,40 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | 3,70 | - | 4,70 | 5,10 | 5,80 | 8,30 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518) | 1,10 | - | 1,50 | 1,60 | 1,90 | 2,80 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 3,40 | - | 4,35 | 4,75 | 5,45 | 7,75 |

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ТВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве

Характер горения паровоздушной смеси зависит от физико-химических свойств, пролитой жидкости, метеорологических условий, окружения места аварии, наличия источника зажигания и пр.

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическом оборудовании пространстве и его зажигания относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны давления малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый пожар-

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Изн. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист |
| № док. | Подпись | Дата |

вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т. е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Для рассматриваемых вариантов аварий может возникнуть вид пожара – пожар-вспышка, который впоследствии может стать причиной образования пожара разлития. Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества приведена ниже (рисунок 5).

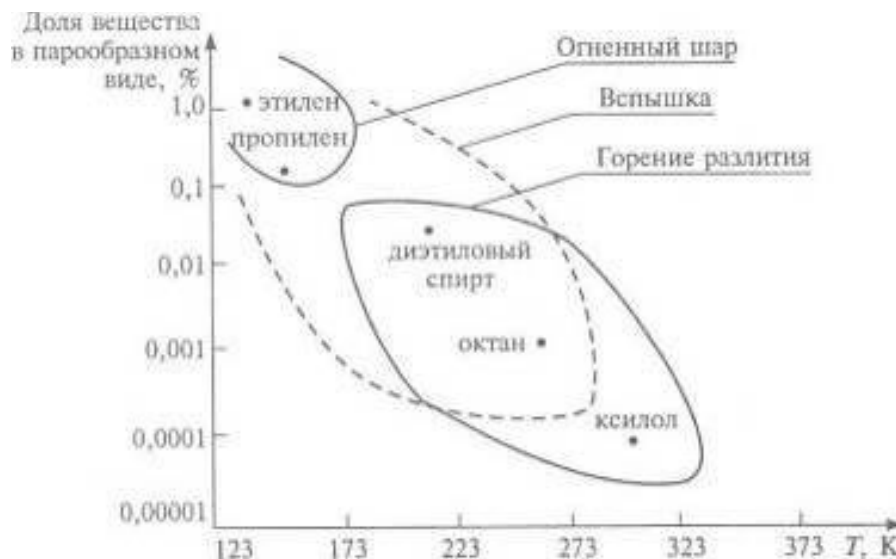


Рисунок 5 - Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества

Размер и геометрические характеристики пожара-вспышки характеризуются размерами зон, ограниченных нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке R_f определяется приближенным соотношением:

$$R_f = 1,2 \cdot R_{нкпр}$$

$R_{нкпр}$ - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, м.

В таблице 28 приведены данные о размере зон теплового воздействия по сценарию С3 для проектируемого объекта.

Таблица 28

| Наименование оборудования | $R_{нкпр}$, м | $Z_{нкпр}$, м | Радиус R_f , м |
|---|----------------|----------------|------------------|
| Скв. № 509, 527, 518 | 18,53 | 0,70 | 22,23 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509) | 18,71 | 0,70 | 22,45 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в | 24,07 | 0,90 | 28,88 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

| Наименование оборудования | R _{НКПР} , м | Z _{НКПР} , м | Радиус R _г , м |
|---|-----------------------|-----------------------|---------------------------|
| трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | | | |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527) | 14,85 | 0,56 | 17,82 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | 53,92 | 2,02 | 64,70 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518) | 16,38 | 0,61 | 19,66 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 51,41 | 1,93 | 61,69 |

Зоны воздействия при максимально возможных авариях на проектируемых объектах приведены в графической части.

Наиболее опасным сценарием является взрыв в результате полной разгерметизации линейной части выкидного трубопровода «скв. № 527 – ГЗУ-0614», количество пострадавших от ударной волны из числа персонала составит: погибших – 1 чел., травмированных – 1 чел.

При реализации наиболее опасных сценариев сторонние организации, а также третьи лица, находящиеся в селитебной зоне вблизи объекта, в зоны действия поражающих факторов не попадают. Таким образом, можно сделать вывод, что возможные аварии на проектируемых сооружениях могут нанести ущерб, прежде всего, персоналу, окружающей природной среде и имуществу эксплуатирующей организации.

При соблюдении правил безопасности при ведении работ и соответствующем обучении персонала риск возможных аварий может быть сведен к минимуму.

3.4.6 Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на рядом расположенных ППО, а также объектах транспорта

В качестве причины возникновения аварий на проектируемых объектах могут выступать объекты нефтяного - газового транспорта, а также нефтяные месторождения, расположенные в непосредственной близости.

Зоны действия основных поражающих факторов при авариях на рядом расположенных объектах будут аналогичны зонам действия на проектируемой территории, которые приведены в п. 3.4.5 настоящего тома.

Организации, не относящиеся к нефтепромыслу, которые могут повлиять на работу проектируемого объекта, отсутствуют.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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 чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Обслуживание объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 осуществляется согласно утвержденному графику персоналом бригады по добыче нефти и газа № 0601, № 0604 ЦДНГ № 6.

Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала приведен в таблицах 29, 30. Дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Таблица 29 - Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0601

| Профессия | Численность, чел. | Категория по СП 44.13330.2011 |
|---|-------------------|-------------------------------|
| Мастер по добыче нефти, газа и конденсата | 1 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда | 22 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда | 6 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда | 2 | 2г |
| Итого | 31 | |

Таблица 30 - Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0604

| Профессия | Численность, чел. | Категория по СП 44.13330.2011 |
|---|-------------------|-------------------------------|
| Мастер по добыче нефти, газа и конденсата | 1 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда | 18 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда | 10 | 2г |
| Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда | 2 | 2г |
| Итого | 31 | |

Персонал бригады по добыче нефти и газа № 0601 базируется в опорном пункте бригады № 0601, где имеются необходимые санитарно-бытовые помещения (санузел, душевая), помещение для сушки спецодежды, комнаты для отдыха и приема пищи. Все работающие обеспечены местами в сушилке и шкафчиками для грязной и чистой одежды.

Персонал бригады по добыче нефти и газа № 0604 базируется в опорном пункте бригады № 0604, где имеются необходимые санитарно-бытовые помещения (санузел, душевая), помещение для сушки спецодежды, комнаты для отдыха и приема пищи. Все работающие обеспечены местами в сушилке и шкафчиками для грязной и чистой одежды.

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Мелкий ремонт выполняется бригадой по добыче нефти и газа, обслуживающей месторождение.

Текущие и аварийные ремонтные работы будут проводиться выездными бригадами баз промысла и сервисными организациями, расширение численного состава для которых не требуется.

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Медицинское обеспечение персонала организуется в здравпункте ООО «МЕДИС», расположенном в здании АБК ЦДНГ № 6 и в ближайших медицинских учреждениях.

Организации, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварий отсутствуют.

Населенные пункты находятся вне зон поражающих факторов в случае аварии на проектируемых сооружениях, следовательно, погибшие и раненые среди населения отсутствуют.

3.6 Результаты оценки риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта

Понятие риска используется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (производственного персонала и населения), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде. Чтобы подчеркнуть, что речь идет об измеряемой величине, используют понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварии сложной технической системы, для которой, как правило, присуще наличие множества опасностей, определяется на основе анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, (например, событий, связанных с разгерметизацией оборудования, отказом средств предупреждения, ошибками человека, с проявлением неблагоприятных метеоусловий, воздействиями на различные субъекты и т.п.).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 83 |

Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым время пребыванием в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия, находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения.

Социальный риск, или F/N -кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N . Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий травмирования людей.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск, определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Мерами опасности материального ущерба являются ожидаемый ущерб (материальный риск) и F/G кривая. Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | 84 |

возможной аварии за определенное время. F/G кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых нанесен материальный ущерб не менее G тыс. руб., от этого ущерба G . Аналогами ожидаемого ущерба и F/G кривой для пострадавших являются коллективный риск и F/N кривая.

3.6.1 Определение частоты возникновения аварий

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий, использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Расчет условных вероятностей возникновения опасных событий по оборудованию приведен в п. 3.4.2 данного тома на рисунках 3, 4.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы “некритических” промежуточных событий (построение “деревьев отказов”) ниже представлены характерные вероятности аварий основных технологических элементов.

В связи с тем, что объект проектируемый, используются статистические данные по вероятностям частоты разгерметизации промышленного оборудования.

Характерные значения отказов элементов стационарных систем приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

| Тип аварии | Частота аварии | Источник данных |
|---|--|---|
| Трубопроводы: - полное разрушение; - диаметр утечки 25 мм | 5,00·10 ⁻⁶ 1/м в год 1,00·10 ⁻⁵ 1/м в год | Статистические данные по предприятиям отрасли |
| Скважины при эксплуатации (полное разрушение) | 9·10 ⁻⁵ 1/год | |

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

Аварии на промышленных объектах нефтегазовой промышленности характеризуются наличием существенных различий в значениях удельной частоты аварий на нитке и на отдельных участках, различающихся по своим конструктивно-технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатируемым в различных условиях окружающей природной и социальной среды.

Для оценки локальной частоты аварий вводится система классификации и группировки факторов влияния в соответствии с общими причинами аварий, выявляемыми при анализе статистических данных по аварийным отказам.

Из статистических данных по авариям в таблице 32 выделено восемь групп факторов влияния с указанием относительного «вклада» каждой группы в суммарную статистику аварийных отказов с помощью весового коэффициента p_i .

Таблица 32 - Группы факторов влияния на отказы оборудования и трубопроводов

| Обозначение и наименование группы факторов | Доля группы факторов p_i |
|--|----------------------------|
| Дефекты тела трубы и сварных швов | 0,30 |
| Внешние антропогенные воздействия | 0,20 |
| Коррозия | 0,10 |
| Качество строительно-монтажных работ | 0,10 |
| Конструктивно-технологические факторы | 0,10 |
| Природные воздействия | 0,10 |
| Качество производства труб | 0,05 |
| Эксплуатационные факторы | 0,05 |

Удельная частота аварийных ситуаций (год^{-1} ; $\text{год}^{-1}\text{м}^{-1}$), возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемом объекте

| Наименование оборудования | C_1 | C_2 | C_3 | C_4 |
|---|----------|----------|----------|----------|
| Скв. № 509, 527, 518 | 7,24E-05 | 4,67E-06 | 1,30E-05 | 3,97E-06 |
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509) | 1,52E-04 | 3,11E-06 | 9,47E-05 | 2,65E-06 |

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

| Наименование оборудования | C ₁ | C ₂ | C ₃ | C ₄ |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть) | 2,04E-04 | 4,18E-06 | 1,27E-04 | 3,56E-06 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527) | 6,81E-05 | 1,39E-06 | 4,25E-05 | 1,19E-06 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть) | 5,08E-03 | 1,04E-04 | 3,17E-03 | 8,86E-05 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518) | 9,67E-05 | 1,98E-06 | 6,03E-05 | 1,69E-06 |
| Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть) | 4,36E-03 | 8,93E-05 | 2,72E-03 | 7,61E-05 |

3.6.2 Оценка риска при различных сценариях аварии

Для проектируемых объектов, учитывая периодичность нахождения персонала на площадке, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории.

Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т. е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», величина потенциального пожарного риска $P(a)$ (год⁻¹) (далее – потенциальный риск) в определенной точке (а) на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{dj}(a) \cdot Q_j,$$

где J – число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей логического дерева событий);

$Q_{dj}(a)$ – условная вероятность поражения человека в определенной точке территории (а) в результате реализации j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего

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

определенному инициирующему аварии событию;

Q_j – частота реализации в течение года j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, год⁻¹.

Условные вероятности поражения человека $Q_{dj}(a)$ определяются критериями поражения людей опасными факторами пожара, взрыва (например, значениями пробит-функций).

При расчете риска рассматриваются различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения. Величина потенциального риска определяется посредством наложения зон поражения опасными факторами с учетом частоты реализации каждого сценария развития аварии на карту местности с привязкой их к соответствующему инициирующему аварии событию (элементу оборудования, технологической установке) и зонам поражения.

При проведении расчета риска предусматривается рассмотрение различных пожароопасных ситуаций, определение зон поражения опасными факторами пожара, взрыва и частот реализации указанных пожароопасных ситуаций. Для удобства расчетов территория местности может разделяться на зоны, внутри которых величины $P(a)$ полагаются одинаковыми.

Результаты расчетов потенциального риска, как правило, отображаются на карте (ситуационном плане) предприятия и прилегающих районов в виде замкнутых линий равных значений (изолинии функции $P(a)$). Изолинии функции $P(a)$ называются контурами риска. Их физический смысл состоит в том, что они разделяют территорию предприятия (так же, как и местность вокруг предприятия) на области, в которых ожидаемая частота возникновения опасных факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных, указанных на рисунке, пределах. Контуров риска не зависят от количества работающих на предприятии или их должностных обязанностей, а определяются исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования.

Для определения условной вероятности определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, используется функция Гаусса (функция ошибок), записываемая в виде формулы:

$$P_{пор} = f(P_r) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^{P_r-5} e^{-\frac{t^2}{2}} dt,$$

в которой верхний предел интегральной функции является так называемой пробит-функцией, отражающей связь между вероятностью поражения и поглощенной дозой.

Пробит-функция является фактически критерием поражения людей и/или зданий и сооружений.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 88 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

В общем случае пробит-функция P_r выражена формулой:

$$P_r = a + b \cdot \ln S,$$

где a и b – константы, зависящие от степени поражения и вида объекта;

S – интенсивность воздействующего фактора.

Для воздействия волны сжатия на человека, находящегося вне здания, формулы для пробит-функции имеют вид:

$$P_r = 5,0 - 5,74 \ln S,$$

$$S = \frac{4,2}{\bar{P}} + \frac{1,3}{\bar{i}},$$

$$\bar{P} = \frac{\Delta P}{P_0},$$

$$\bar{i} = \frac{I^+}{P_0^{1/2} m^{1/3}}, \text{ где } m \text{ – масса тела человека (допускается принимать равной } 70 \text{ кг), кг;}$$

ΔP – избыточное давление волны сжатия, Па;

I^+ – импульс волны сжатия, Па·с;

P_0 – атмосферное давление, Па.

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается следующим выражением:

$$Pr = -12,8 + 2,56 \ln(D),$$

$$D = t \cdot q^{4/3},$$

где t – эффективное время экспозиции, с;

q – интенсивность теплового излучения, кВт/м².

Величина эффективного времени экспозиции t для пожара пролива может быть вычислена по формулам:

$$t = t_0 + \frac{x}{u},$$

где m - масса горючего вещества, участвующего в образовании огненного шара, кг;

t_0 - характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с, (может быть принято равным 5);

x - расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²);

u - средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (может быть принята 5 м/с).

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------------|
| | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист 89 |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | |

воздействия пламени пожара пролива или факела, принимается равной 1.

Для пожара вспышки следует принимать, что условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания газопаровоздушного облака, равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0.

Индивидуальный пожарный риск (далее – индивидуальный риск) для работников объекта оценивается частотой поражения определенного работника объекта опасными факторами пожара, взрыва в течение года.

Области, на которые разбита территория объекта, нумеруются

$$i = 1, \dots, I.$$

Работники объекта нумеруются

$$m = 1, \dots, M.$$

Номер работника *m* однозначно определяет наименование должности работника, его категорию и другие особенности его профессиональной деятельности, необходимые для оценки пожарной безопасности. Допускается проводить расчет индивидуального риска для работника объекта, относя его к одной категории наиболее опасной профессии.

Величина индивидуального риска R_m (год⁻¹) для работника *m* объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i),$$

где $P(i)$ – величина потенциального риска в *i*-й области территории объекта, год⁻¹;

q_{im} – вероятность присутствия работника *m* в *i*-й области территории объекта.

Распределение потенциального риска представлено на ситуационном плане в виде изолиний, кратных отрицательной степени числа 10, показывающих распределение значений риска гибели людей от поражающих факторов аварий по территории ОПО и прилегающей местности в течение 1 года (рисунок 6).

Таким образом, значения коллективного и индивидуального рисков гибели персонала составят:

- коллективный риск – 9,85E-06 1/год;
- индивидуальный риск – 8,36E-08 1/год.

| | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|--------------|----------------|---------------|-----------------------------|--|--|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инав. № подл. | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | | 90 |

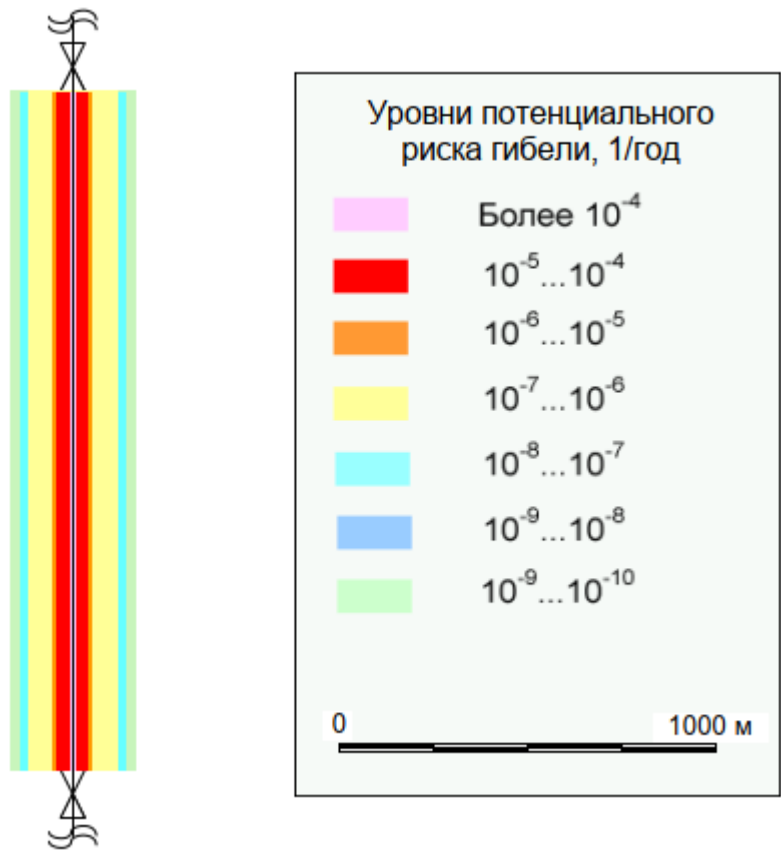


Рисунок 6 - Распределение потенциального риска гибели при реализации возможных аварий на декларируемом объекте

Среднестатистические показатели индивидуального риска гибели работающего при аварии на опасных производственных объектах нефтегазодобывающего комплекса приведены в таблице 34.

Таблица 34

| Показатели опасности | Добыча УВ (углеводорода) | Хранение УВ | Транспортировка УВ | Нефтегазопереработка | ИТОГО: ВСЕ ОПО ТЭК |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Средний индивидуальный риск гибели работающего при аварии (1/год) | $1.06 \cdot 10^{-4}$ | $1.53 \cdot 10^{-4}$ | $2.03 \cdot 10^{-4}$ | $1.10 \cdot 10^{-3}$ | $4.93 \cdot 10^{-4}$ |

Индивидуальный риск на проектируемом объекте не превышает среднестатистические показатели индивидуального риска на аналогичных объектах при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

Определение экологического ущерба при аварийной ситуации приведено в томе 6.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1).

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 91 |

3.6.3 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

В качестве критерия необходимости проведения количественной оценки риска может быть использована матрица «вероятность - тяжесть последствий» (приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»») (таблица 35).

Таблица 35

| Частота возникновения событий, год ⁻¹ | | Тяжесть последствий событий | | | |
|--|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------------------|--|
| | | <i>катастрофическое событие</i> | <i>критическое событие</i> | <i>некритическое событие</i> | <i>событие с пренебрежимо малыми последствиями</i> |
| Частое событие | > 1 | A | A | A | C |
| Вероятное событие | 1 – 10 ⁻² | A | A | B | C |
| Возможное событие | 10 ⁻² - 10 ⁻⁴ | A | B | B | C |
| Редкое событие | 10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶ | A | B | C | D |
| Практически невероятное событие | < 10 ⁻⁶ | B | C | C | D |

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потери объекта; невозможному ущербу окружающей среде;
- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;
- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Уровни риска:

- А - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

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

- В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
- С - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
- Д - риск пренебрежимо мал, анализ и принятие мер безопасности не требуется.

По величине вероятности пожара (взрыва) и тяжести последствий в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 в целом проектируемый объект отнесен к опасному производственному объекту с уровнем риска «В» - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

При нормальной эксплуатации проектируемых объектов отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, персонал / население. Потенциальная опасность проектируемых объектов заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций – разгерметизация трубопроводов и оборудования, пожар разлива, взрыв ТВС, пожар-вспышка.

Авария на проектируемых объектах по возможности отказа характеризуется как «редкая», последствия отказа – «критический», т.е. при определенных условиях угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу, окружающей среде, необходимо определить уровень риска и необходимость принятия дополнительных мер безопасности.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны ЧС:

- по критерию «границы зон распространения поражающих факторов» - локальных чрезвычайных ситуаций (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта) и ЧС муниципального характера (зона ЧС не выходит за пределы территории одного поселения или внутригородской территории города федерального значения);

- по критерию «гуманитарный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью, составляет не более 10 человек);

- по критерию «материальный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь составляет не более 100 тыс. рублей;), муниципальных ЧС (размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей), ЧС регионального характера (размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей).

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист 93 |
| | | | | | | | |

Население в зону поражения при возможных ЧС на проектируемом объекте не попадает.

3.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на объекте строительства

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

Площадки скважин № 509, 527, 518

Устьева арматура размещается на приустьевой площадке с бордюром по периметру.

Для ограничения возможного разлива нефти приустьевая площадка обустраиваемой скважины согласно п.7.1.10 СП 231.1311500.2015 ограждается по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м, выполненном из железобетона. В соответствии с п.7.1.8 СП 231.1311500.2015 площадки реконструируемых скважин обвалованы. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки по верху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5.

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземные канализационные ёмкости.

В соответствии с заданием на проектирование способ эксплуатации предусматривается штанговыми глубинными плунжерными насосами (ШГН).

Проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьева арматуры для автоматического отключения штангового глубинного плунжерного насоса при понижении $P < 0,3$ МПа или повышении давления в трубопроводе $P > 4,0$ МПа.

К строительству надземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

К строительству подземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 94 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Замер дебита добывающих скважин № 509, 527, 518 предусмотрены счетчиками СКЖ, установленными на приустьевой площадке скважин.

Для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании предусматриваются штанги с полиамидными скребками при способе эксплуатации ШГН.

Для очистки выкидных трубопроводов со скв. № 527, 518 от АСПО предусматривается подача реагента устьевым блоком подачи реагента (УБПР), количество и марка реагента определяется Заказчиком ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

На приустьевых площадках устанавливаются знаки безопасности и делаются соответствующие надписи в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026.

Промысловые трубопроводы

Надежность и устойчивость проектируемых трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016);

- устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;

- обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного антикоррозионного покрытия.

Для снижения аварийных выбросов в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъёмных соединений, кроме узлов подключения;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъёмных соединений, кроме узлов подключения к ГЗУ;
- прокладка трубопровода на переходе через автодорогу в защитном кожухе;

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

| | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|--|-----------------------------|------|
| | | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | 95 |

- при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды при производстве ремонтных работ;
- нефтепроводы приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- наличие наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов;
- система контроля сварных соединений трубопроводов;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики участков перехода через автодороги;
- расположение проектируемых трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

К строительству проектируемых трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20, группы В по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Трубы стальные бесшовные должны быть из катаной или ковальной заготовки по ГОСТ 1050-2013, с ударной вязкостью не ниже 30 Дж/см², с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы.

Нормативный срок службы трубопровода – не менее 25 лет.

Рабочее давление проектируемых трубопроводов принято 4,0 МПа.

Трассы трубопроводов приняты по оптимальному пути и предусматриваются согласно акту выбора земельных участков.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки нефтепроводов.

Глубина заложения трубопроводов от уровня земли до верха трубы принята на глубину не менее:

- 0,8 м на непахотных землях;
- 1,0 м на пахотных землях.

Ширина траншеи принята исходя из диаметра проектируемого трубопровода в соответствии с требованиями НТД.

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

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH |
| | | | | | | |

При взаимном пересечении промышленных трубопроводов расстояние между ними принимается не менее 350 мм, а пересечение под углом не менее 60°.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Расстояние от проектируемых трубопроводов принято в соответствии с СП 284.13258.2016 (п. 9, 23, табл. 7) и ПУЭ (табл. 2.5.40):

- до притрассовых постоянных дорог, предназначенных для обслуживания трубопроводов - не менее 10 м до подошвы насыпи;

- при параллельной прокладке до действующих трубопроводов – не менее 5 м;

- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-6 кВ осуществляется на расстоянии не менее 5 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-6 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 5 м.

- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-110 кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-110 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 10 м;

- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-500 кВ осуществляется на расстоянии не менее 25 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-500 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 25 м.

Проектной документацией определены опасные участки прохождения трассы промышленного трубопровода, к которым относятся пересечения с автодорогами.

Для опасных участков промышленного трубопровода проектной документацией предусмотрены меры безопасности, снижающие риск аварии:

- прокладка трубопровода на переходе через автодорогу в защитном кожухе;

- 100 % контроль сварных соединений радиографическим способом в составе всего трубопровода;

- увеличенная относительно расчетной толщина стенки труб в составе всего трубопровода;

- проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики участков перехода через автодороги.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулова на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры DN80 PN40. С учетом расположения скважины в непосредственной близости от границы разлива ГВВ 10% (расстояние от обвалования до границы ГВВ 10% составляет 104 м), а также с целью исключения

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

дублирования арматуры проектом предусмотрена установка запорной арматуры выше уровня ГВВ 10% на приустьевой площадке скважины № 518 с одной стороны и на ПК 4+45,0 - с другой стороны подводного перехода.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые (климатическое исполнение УХЛ1) с ручным приводом в климатическом исполнении УХЛ1. Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Изоляция наружной поверхности деталей подземного трубопровода предусмотрена термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция сварных стыков участков трубопровода в полевых условиях выполняется термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП».

Все сварные соединения подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Согласно ВСН 012-88 дополнительно подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым или магнитографическим методами в объеме 100 % сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры.

Для особо опасных участков трубопровода (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) необходимо выполнить предпусковую внутритрубную приборную диагностику, согласно требований п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранный зона вдоль трассы трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Трассы трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.12 СП 284.1325800.2016 и Приказа Ростехнадзора от 11.12.2020 г. № 517 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, через каждые 500 м, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

3.7.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Выбор материалов и конструкций произведён в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений: из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства.

Конструктивная часть проектной документации выполнена в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными Госстроем России, исходя из требований технологического процесса, размещения инженерного и технологического оборудования, условия эксплуатации, возможностями подрядной строительной организации, климатическими и гидрогеологическими особенностями площадки строительства (см. тома 3.2, 4.2).

Размещение объектов на площадках строительства обусловлено технологической схемой производства и генеральным планом.

Строительные конструкции надземной части, фундаменты и основания сооружений по прочности и устойчивости соответствуют требованиям статьи 7 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ и обоснованы расчетами.

Прочность, устойчивость, пространственная неизменяемость запроектированных сооружений обеспечивается жесткостью основных конструкций, фундаментов, материалов и надежностью их соединений. Требуемая долговечность обеспечивается выбором основных конструкций, строительных материалов, имеющих надлежащую огнестойкость, морозостойкость и влагостойкость.

Размеры и компоновка производственных и вспомогательных сооружений приняты из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта.

Конструктивные и объемно-планировочные решения обеспечивают оптимальную технологичность при изготовлении, монтаже, ремонте и эксплуатации.

Конструктивные решения сооружений приняты на основе климатических и геологических условий строительства:

– рассчитаны на климатические условия размещения в соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|--------------|----------------|--------------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | 99 |

– компоновочные решения расположения технологического оборудования с учетом свойств находящегося (образующихся) веществ и материалов;

– ограничения пожара и разрушения от взрыва.

Принятое конструктивное исполнение строительных элементов сооружений обеспечивает:

– необходимую технологичность при изготовлении и сборке на заводе, транспортировании, монтаже и эксплуатации;

– минимальную массу строительных конструкций на основе применения новых эффективных материалов;

– максимальную надежность и эстетичность строительных конструкций.

Конструктивные решения сооружений, принятые несущие конструкции обеспечивают прочность и устойчивость сооружений, а также безопасную эксплуатацию объекта в течение расчетного срока эксплуатации и соответствуют требованиям Федерального закона № 123-ФЗ, СП 56.13330 «Производственные здания».

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с ВЛ-110 кВ, ВЛ-500 кВ предусматривается в соответствии с техническими условиями, выданными эксплуатирующей организацией.

Прокладка проектируемого трубопровода в пределах охранной зоны ВЛ-500 кВ предусматривается подземным способом на глубине не менее 1,2 м в футляре. Расстояние от фундаментов опор ВЛ до любой части проектируемого трубопровода предусмотрено не менее 25 м. Угол пересечения с ВЛ предусмотрен не менее 60°.

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с подземными кабелями связи предусматривается в соответствии с техническими условиями: проектируемый трубопровод прокладывается ниже существующих линий и сооружений связи на 0,5 м, под углом, близким к 90°. Существующий кабель связи защищается стальной конструкцией из швеллера.

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с существующими сетями газораспределения предусматривается в соответствии с техническими условиями: расстояние между ними принимается не менее 0,35 м, существующий газопровод заключается в разрезной кожух (футляр), выходящий на 10 м в обе стороны от оси проектируемого трубопровода. В соответствии с п. 5.2.3 СП 62.13330.2011 на одном конце футляра предусмотрена контрольная трубка, выходящая под защитное устройство (ковер).

В соответствии с п. 891 Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 при пересечении выкидного трубопровода со скважины № 518 р. Тулва предусматривается защитный кожух.

Протяженность защитного кожуха на переходе через р. Тулва принята, исходя из профиля заложения трубы и вывода концов кожуха за границу межвенного горизонта воды не менее, чем за 25 м. Проектом определены границы кожуха на глубине 1,5 м с одной стороны и 2,26 м с другой стороны с целью обеспечения технической возможности замены трубы в кожухе, исключая строительные работы в русле водотока.

При подземном переходе через автодорогу прокладка трубопровода предусматривается в кожухе под углом близким к 90°.

При пересечении проектируемой дорогой существующих действующих коммуникаций предусматриваются защитные разрезные кожухи.

Кожух предусматривается на глубине не менее 1,4 м от верха покрытия дороги (площадки) до верхней образующей защитного кожуха и не менее 0,5 м от дна кювета. Концы футляра должны быть выведены на 5 м от бровки земляного полотна.

В целях предотвращения повреждения трубопровода со скв. № 527 при расчистке охранной зоны ВЛ-110, ВЛ-500 кВ тяжелой техникой в месте пересечения предусмотрены защитные кожухи.

Кожухи предусматриваются из трубы стальной электросварной прямошовной сталь 10 группы В по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80. Для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-направляющие кольца. Для герметизации пространства между защитным кожухом и трубопроводом и исключения разлива транспортируемого продукта на концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002. Для защиты манжет устанавливается укрытие защитное типа УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Подземный кожух покрывается в трассовых условиях антикоррозионной изоляцией ленточной полимерной усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 15 таблица 1).

Переходы трубопроводов через автодороги с грунтовым покрытием осуществляются открытым способом.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скважины № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры. Для исключения дублирования запорной арматуры, отключающая арматура, с одной стороны водной преграды, предусмотрена на приустьевой площадке скважины № 518.

| | | | | | | |
|--|----------------|------|--------|---------|------|-----|
| Изм. № подл. | Взам. инв. № | | | | | |
| | Подпись и дата | | | | | |
| <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH Лист </div> | | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 101 |

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые (климатическое исполнение УХЛ1) с ручным приводом в климатическом исполнении УХЛ1. Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Узел запорной арматуры размещается в ограждении (высота 2,2 м) с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто». Теплоизоляция узла запорной арматуры не предусматривается. Для контроля давления в трубопроводах устанавливаются показывающие манометры коррозионноустойчивые.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Производственно-дождевая и дождевая канализация

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземные канализационные ёмкости.

Для приема производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок добывающих скважин предусмотрены канализационные цельносвариваемые емкости объемом 4 м³.

Диаметр канализационного трубопровода предусматривается не менее 200 мм, уклон трубопровода от дождеприемного колодца до емкости с гидрозатвором не менее 0,02.

На площадке скважины № 518 предусмотрен сбор поверхностных стоков с обвалованной территории, поскольку данная площадка попадает в водоохранную зону р. Тулга.

Для приема дождевых стоков от обвалованной территории площадки скважины № 518 предусмотрена канализационная емкость объемом 25 м³ типа ЕП по ТУ 3615-145-00217298-2001. Емкость оборудована подводными и отводящими патрубками, люками, дыхательным стояком.

Сети канализации предназначены для работы в период с положительными температурами воздуха.

Перед началом зимнего периода осуществляется консервация систем водоотведения, которая включает в себя опорожнение самотечных сетей производственно-дождевой и дождевой канализации (в том числе опорожнение канализационных емкостей).

Минимальная глубина заложения сети канализации принимается в соответствии с п.6.2.4 СП 32.13330.2018, а также из условия пучинистости грунтов.

В целях предотвращения распространения огня по сети производственно-дождевой канализации предусматривается гидравлический затвор высотой не менее 0,25 м в канализационных емкостях.

| | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|--------------|----------------|---------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Взам. инв. № | Подпись и дата | Индв. № подл. |
| | | | | | | | | |

Для сообщения внутреннего пространства емкости с окружающей атмосферой предусматривается дыхательный стояк высотой 3 м диаметром 108x4 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 20 группы В по ГОСТ 10705-80 с огнепреградителем.

По мере заполнения емкостей выполняется откачка и вывоз стоков автотранспортом для дальнейшего использования в системе ППД после отделения от нефти и очистки на существующих очистных сооружениях на УППН «Константиновка».

Подземные емкости:

- класс взрывоопасной зоны по ПУЭ – В-Iг;
- категорию и группу взрывоопасной смеси по ПУЭ – ПА-ТЗ;

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте» (далее – ПМЛА), утвержденным руководителем предприятия.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПМЛА.

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

В соответствии с требованиями статьи 21 Федерального закона № 69-ФЗ для всех производств в обязательном порядке разрабатываются планы тушения пожаров. Планы должны содержать расчеты сил и средств, необходимых для тушения вероятных пожаров на объекте, данные о пожарно-технических характеристиках технологических процессов и обрабатываемых веществах и материалах, о лицах, назначенных для работы в штаб пожаротушения, об объемно-планировочных и конструктивных решениях защищаемого объекта, о маршруте следования и организации проездов и подъездов пожарной техники, данные о противопожарной защите объекта.

План тушения пожара производственного объекта согласовывается в установленном законом порядке, копия плана передается в подразделение пожарной охраны, непосредственно осуществляющее защиту объекта.

На основании ст. 36 Федерального закона № 384-ФЗ безопасность проектируемых сооружений в процессе эксплуатации должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния средств противоаварийной защиты.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Периодичность проверок и технического обслуживания средств контроля и управления технологическим процессом, электрооборудования устанавливается соответствующими инструкциями, техническими регламентами, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией. Сроки проверок и технического обслуживания в вышеозначенных регламентирующих документах не должны противоречить требованиям технической документации заводов-изготовителей.

3.7.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

По функциональному назначению и с учетом пожарной, взрывной и взрывопожарной опасности территория площадок скважин № 509, 527, 518 разделены на зоны: зона размещения эксплуатационной скважины с приустьевой площадкой, зона основных технологических сооружений системы сбора, и транспорта нефти, зона установок вспомогательного технологического и нетехнологического назначения, зона коммуникаций, зона проездов.

Проектируемые внутриплощадочные проезды запроектированы шириной не менее 3,5 м. Проектируемые проезды обеспечивают доступ ремонтного, аварийного и пожарного транспорта ко всем проектируемым сооружениям. Проезды запроектированы по тупиковой схеме, заканчиваются разворотными площадками размером в плане не менее 15,0x15,0 м. Поперечный профиль проектируемых проездов односкатный и двускатный. Радиусы закруглений проезжей части по основным внутриплощадочным проездам приняты 9 м.

На территории площадок скважин проезды запроектированы с твердым покрытием. Проезды приподняты над прилегающей территорией на 0,3 м.

Противопожарные расстояния в пределах площадок скважин приняты в соответствии с таблицей 2 СП 231.1311500.2015, Приложением № 3 Федеральных норм и правил «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и «Правил устройства электроустановок».

Расстояние от устья проектируемой скважины до проектируемого блока КТП принято не менее 60 м (таблица 7.3.13 ПУЭ), до блока подачи реагента - не менее 9 м (таблица 2 СП 231.1311500.2015), расстояние от проектируемой канализационной емкости до ближайших сооружений принято не менее 9 м (таблица 2 СП 231.1311500.2015).

Расстояние от устья реконструируемой скважины № 509 до лесного массива смешанных пород принято 100 м. У границы лесного массива предусмотрено устройство вспаханной полосы земли шириной не менее 5 метров (СП 231.1311500.2015 п.6.1.7, табл.1).

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Размещение проектируемых трубопроводов принято на основании п.1.2 СП 231.1311500.2015 в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 (см. выше п. 2.3.1, 2.3.2).

Технические решения по противопожарной защите технологических узлов и систем направлены на исключение образования горючей среды и источников зажигания, предотвращение распространения вероятных пожаров, обеспечение безопасности людей и безопасной эксплуатации технологических установок.

Формирование паровоздушных смесей, способных гореть и взрываться при внесении в горючую среду источника зажигания, возможно в случае разгерметизации нефтепроводов.

Перед началом проведения огневых работ необходимо взять анализ воздуха для определения возможности ведения огневых работ. В процессе проведения работ осуществлять контроль за состоянием парогазовоздушной среды в технологическом оборудовании, на котором проводятся огневые работы, и в опасной зоне.

Необходимо предусмотреть обеспечение защиты от проявлений статического электричества.

Движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды, где возможно образование взрывоопасной смеси, разрешается только при оборудовании выхлопной трубы двигателя искрогасителем.

Исключение условий образования горючей среды на проектируемом объекте обеспечиваться следующими способами:

- применением негорючих веществ и материалов в конструкции проектируемых сооружений;
- ограничением массы и объема горючих веществ объемами технологических установок;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания, за счет герметизированной схемы технологического процесса;
- устойчивостью трубопроводов к механическим напряжениям и химическому воздействию, достигаемой посредством использования высокопрочных материалов; исключением фланцевых и резьбовых соединений (кроме мест установки запорной арматуры); подземной прокладкой трубопроводов; применением антикоррозийных технологий;
- установкой пожароопасного оборудования на открытых площадках.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH

Лист

105

Таблица 36 – Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности.

| Перечень зданий, сооружений и наружных установок | Наименование обращающихся веществ и материалов, группа горючести по ГОСТ 12.1.044-89 | Категория зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности по № 123-ФЗ |
|--|--|--|
| Добывающая скважина | Нефть – ЛВЖ, Твсп. менее 28°C | АН |
| Технологический блок УБПР | Реагент – ЛВЖ, Твсп. менее 28°C | АН |
| Технологический блок КТП | Масло трансформаторное – ГЖ, Твсп. 135°C | ВН |

Проектируемые нефтепроводы, канализационные емкости в определении п.23 ч. 2 ст. 2 № 384-ФЗ являются сооружениями, представляющими собой линейную строительную систему. На основании ч. 11 ст. 27 № 123-ФЗ категории сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из доли и суммированной площади помещений той или иной категории опасности в этом сооружении. Поскольку данные сооружения не имеют в своем составе помещений, то, соответственно, не категоризируются по взрывопожарной опасности.

3.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружению взрывоопасных концентраций, обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными 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

Стационарные системы контроля радиационной и химической обстановки проектом не предусматриваются. Необходимо предусмотреть проведение входящего производственного контроля строительных материалов на соответствие требованиям радиационной безопасности (ст. 15 № 3-ФЗ).

Автоматизация

Проектные решения по системе автоматизации приведены в томе 4.5.2 (2021/354/ДС112-PD-ILO5.2).

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

К объектам автоматизации, согласно заданию на проектирование, относятся (см. том 4.5.2 (2021/354/ДС112-PD-IOS5.2):

- добывающие скважины № 509, 518, 527 Батырбайского месторождения;
- устьевые блоки подачи реагента УБПР – 2 шт.

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Проектируемые скважины эксплуатируются способом ШГН. Скважины оборудованы штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки ПШСН80-3-40 в комплекте со станцией управления.

Блочно-комплектное оборудование скважины обеспечивает управление, защиту и контроль параметров работы насоса.

Для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3$ МПа и $\geq 4,0$ МПа) на устье каждой скважины проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса.

Для контроля и управления технологическим процессом на каждой скважине предусмотрено:

- местное и дистанционное измерение давления на выкиде;
- состояние насоса (дискретный сигнал);
- мониторинг параметров работы СУ ШГН по RS-485;
- дистанционный «Останов» насоса дискретным сигналом с АРМ ДП ЦДНГ-6.

Для скважин № 518 и 527 предусматривается установка УБПР.

Для УБПР предусмотрено:

- местный визуальный контроль уровня реагента в емкости с дистанционной сигнализацией минимального уровня;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения давления в нагнетательной линии относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения температуры в емкости относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация включения/отключения насоса-дозатора;
- управление обогревом емкости по заданным значениям с дистанционной сигнализацией включения/отключения обогрева;
- повторное включение насоса-дозатора после пропадания электропитания;

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

– отключение насоса-дозатора при недопустимом отклонении давления в линии нагнетания и при минимальном уровне реагента в емкости;

– передача данных в систему телемеханики ЦДНГ-6 по RS-485.

Проектом предусматривается интеграция проектируемых объектов в систему телемеханики ЦДНГ-6. Экспорт данных в АСОДУ осуществляется по существующим каналам КССПД ООО «ИНФОРМ». Передача данных с площадок проектируемых скважин на АРМ ДП ЦДНГ-6 предусматривается по LTE/NB-IoT. Прикладное ПО для проектируемого контроллера разрабатывается заводом-изготовителем шкафа телемеханики и входит в комплект поставки шкафа.

В проекте рассмотрены два варианта передачи данных от существующих шкафов телемеханики в аппаратурных блоках существующих АГЗУ. Вариант 1 – существующие УКВ каналы передачи данных (2021/354/ДС112-PD-ILO5.2.GCH-4). Вариант 2 – при реализации смежного проекта «Техническое перевооружение АСУТП объектов добычи ЦДНГ-6» (2021/354/ДС112-PD-ILO5.2.GCH-5).

На верхнем уровне СТМ ЦДНГ-6 доработка программного и информационного обеспечений предусмотрена в рамках поставки шкафа телемеханики, в АСОДУ доработка предусмотрена в ходе проведения ПНР.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

Для достижения первой категории надёжности электроснабжения питание шкафа телемеханики осуществляется с использованием ИБП типа «on-line», гарантирующего работоспособность системы автоматизации при аварийных ситуациях в системе электроснабжения.

Все технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ и инструкциями заводов-изготовителей.

Все приборы имеют соответствующие сертификаты РФ.

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка» или «искробезопасная цепь» и сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасной среде».

Коммутационная аппаратура и контроллер устанавливаются в обогреваемом шкафу телемеханики уличного исполнения, который устанавливается вне взрывоопасной зоны.

Все электрические проводки выполняются экранированным контрольным кабелем с медными жилами сечением не менее 1,0 мм² в изоляции марки КВВГЭнг(А), не

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

| | | | | | | |
|-----------------------------|--------|------|-------|---------|------|------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | | Лист |
| Изм. | Колуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 109 |

распространяющим горение при групповой прокладке. Для последовательной передачи данных используется кабель для промышленного интерфейса КИПЭВнг(А)-LS.

От приборов до шкафа телемеханики кабельная продукция прокладывается:

- по приустьевой площадке скважины в трубах, металлорукавах в ПВХ-оболочке;
- по территории кабели прокладываются в траншее (на глубине 1,0м) в защитной пластиковой трубе.

При совместной прокладке контрольного и силового кабелей в одной траншее расстояние между ними должно составлять не менее 0,1 м.

Кабельные линии напряжением ~220В и ±24В прокладываются в отдельных трубах.

Мониторинг состояния окружающей среды и мониторинг опасных природных процессов

На территории работ необходимо проводить мониторинг состояния окружающей среды и мониторинг опасных природных процессов, позволяющий своевременно отслеживать нарушения экологического равновесия, развития опасных природных процессов, выявлять причины таких нарушений и анализировать динамику изменения во времени.

Сбор информации в области функционирования инженерно-геологического мониторинга должен осуществляться путем проведения режимных наблюдений, лабораторных анализов и опытов, маршрутных обследований и съемок, экспериментов по апробации природоохранных мероприятий и средств инженерной защиты.

Работы по реализации инженерно-геологического мониторинга осуществляются соответствующей службой с привлечением специализированных организаций, имеющих опыт в организации и проведении режимных и мониторинговых исследований.

Как показывают прогнозные оценки, наиболее существенные изменения возможны при инженерной подготовке территории и непосредственно при строительстве. Поэтому наблюдательная сеть мониторинга должна учитывать потенциальную опасность развития процессов при возможных техногенных нарушениях на стадии строительства.

Необходимо предусмотреть проведение наблюдения (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности применяемых противопучинистых мероприятий. В организации должен быть установлен систематический строительный надзор за техническим состоянием несущих и ограждающих конструкций сооружений с целью своевременного обнаружения и контроля за устранением выявленных неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации. Первое обследование технического состояния сооружений проводится не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния сооружений проводится не реже одного раза в пять лет для

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

сооружений или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях (морозное пучение.), см. ГОСТ 31937-2011 п.4.3.

Обследование и мониторинг технического состояния сооружений проводят также:

- по истечении нормативных сроков эксплуатации сооружений;
- при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником (сооружения);
- по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением (сооружения);
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения здания (сооружения);
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора, ГОСТ 31937-2011 п.4.4.

Выявленные в ходе мониторинга деформации оснований сооружений не должны превышать предельные деформации, указанные в приложении 4 СП 22.13330.2016, при которых гарантируется нормальная эксплуатация сооружения и не снижается его долговечность.

3.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах

При авариях на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах возможно поражение персонала при его нахождении в зоне действия поражающих факторов.

Конструктивная часть проектной документации выполнена в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными Госстроем России, исходя из требований технологического процесса, размещения инженерного и технологического оборудования, условия эксплуатации, возможностями подрядной строительной организации, климатическими и гидрогеологическими особенностями площадки строительства.

Строительные конструкции надземной части, фундаменты и основания сооружений по прочности и устойчивости соответствуют требованиям статьи 7 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ и обоснованы расчетами (см. том 4.3 (2021/354/ДС112-PD-ILO3).

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | | |
|--------------|----------------|---------------|
| Взам. инв. № | Подпись и дата | Иств. № подл. |
| | | |
| | | |
| | | |

Прочность, устойчивость, пространственная неизменяемость запроектированных сооружений обеспечивается жесткостью основных конструкций, фундаментов, материалов и надежностью их соединений. Требуемая долговечность обеспечивается выбором основных конструкций, строительных материалов, имеющих надлежащую огнестойкость, морозостойкость и влагостойкость.

Конструктивные решения сооружений, принятые несущие конструкции обеспечивают прочность и устойчивость сооружений, а также безопасную эксплуатацию объекта в течение расчетного срока эксплуатации и соответствуют требованиям Федерального закона № 123-ФЗ, СП 56.13330.

Мероприятия по защите персонала и предупреждению чрезвычайных ситуаций, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах, включают в себя:

- ознакомление персонала с возможной опасностью при авариях рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах, мерами первой медицинской помощи пострадавшим;
- экстренная эвакуация людей с территории объекта в направлении перпендикулярном направлению ветра;
- использование средств индивидуальной защиты;
- наличие на проектируемом объекте комплекта медицинских средств для оказания первой помощи пострадавшим.

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

Инженерная подготовка территории

Инженерная подготовка проектируемого объекта разработана с соблюдением требований норм, правил, инструкций и стандартов.

На стадии строительства и эксплуатации сооружений следует осуществлять гидрогеологический мониторинг для контроля возможного процесса подтопления, карстообразования, своевременного предотвращения утечек из водонесущих коммуникаций и т.д.

Вертикальная планировка площадок реконструируемых скважин № 509, 527, 518 выполнена в соответствии с требованиями Федерального закона № 384-ФЗ от 30 декабря 2009

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 112 |

года «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» согласно статьям 8, 9, 14, 18.

Для защиты кустовых площадок от возможного подтопления при аномальном количестве осадков и утечках из водонесущих коммуникаций, согласно СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов».

Основные технические решения включают в себя:

- организацию рельефа посредством вертикальной планировки площадок с созданием допустимых уклонов для размещения проездов и сооружений, и поверхностного водоотвода;
- планировку поверхности насыпей, выемок, откосов насыпей и выемок; укрепление откосов насыпей и выемок (крутизна откосов насыпей и выемок 1:1,5);
- устройство обвалования высотой 1,0 м по всему периметру кустовой площадки с устройством переезда через обвалование пандусами уклонами не более 90 %;
- планировку верха и откосов обвалования с последующим укреплением;
- устройство водоотводных каналов с нагорной стороны кустовых площадок, с отводом поверхностных дождевых и талых вод от проектируемых объектов.

Водоотводные каналы выполняются на этапе инженерного обеспечения кустовых площадок и остаются на период обустройства кустовых площадок.

Площадки реконструируемых скважин обвалованы. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки по верху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5.

Перечень мероприятий по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения

Проектной документацией предусмотрен ряд специальных мероприятий, направленных на увеличение срока службы строительных конструкций.

Выбор марок сталей выполнен в соответствии с приложением В СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции».

Защита строительных конструкций от коррозии принята в соответствии с СП 28.13330.2017.

Конструктивные решения сооружений приняты на основе климатических и геологических условий строительства:

- сооружения рассчитаны на климатические условия размещения в соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;
- обеспечивают защиту от атмосферных осадков;

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

- компоновочные решения расположения технологического оборудования с учетом свойств находящегося (образующихся) веществ и материалов;
- обеспечивают ограничения пожара и разрушения от взрыва.

Согласно ГОСТ 9.602-2016 и ГОСТ Р 55990-2014 (п.6.6, п.15.1.1) при всех способах прокладки, кроме надземной, все трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от условий эксплуатации и коррозионной агрессивности грунта.

Защита трубопроводов от коррозии обеспечивает их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Описание проектных решений по электрохимзащите от коррозии приведены в томе 3.1 (2021/354/ДС112-PD-ТКR1).

Согласно материалам инженерно-геологических изысканий на площадке куста скважин № 509, 518, 527 и по трассе ВЛ-6 кВ получили развитие опасные природные процессы: подтопление и пучение.

Для уменьшения влияния сил морозного пучения на фундаменты предусмотрены следующие конструктивные и водозащитные мероприятия:

- производство работ способами, не приводящими к появлению обводненных котлованов;
- перед устройством фундаментов необходимо провести освидетельствование котлованов;
- дно котлованов уплотнить;
- контроль к засыпке пазух котлованов;
- плитные и мелко-заглубленные фундаменты установить на подушку из песчано-гравийной смеси толщиной не менее 300 мм;
- вокруг фундаментов выполнить уплотнение и планировку поверхности для отвода атмосферных осадков;
- при устройстве котлована не допускать обводнения и промораживания грунтов во избежание ухудшения их физико-механических свойств;
- выполнение работ на территории строительства проводить без нарушения поверхностного стока воды;
- не допускать перерывы в устройстве оснований и последующем возведении фундаментов;

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 114 |

– покрытие металлических забивных свай-труб в пределах сезонного промерзания оттаивания (2 м от планировочной отметки земли) двумя слоями эмали КО-198 по ТУ 6-02-841-84;

– в целях предохранения стальных свай-труб от разрывов при замерзании воды в их полостях, а также для улучшения антикоррозионных условий, внутренние полости свай-труб после их установки заполнить бетоном класса В7,5.

На стадии строительства и эксплуатации сооружений следует осуществлять гидрологический мониторинг для контроля возможного процесса подтопления, своевременного предотвращения утечек из водонесущих коммуникаций и т.д.

Предусмотреть проведение наблюдения (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности применяемых противопучинистых мероприятий. В организации должен быть установлен систематический строительный надзор за техническим состоянием несущих и ограждающих конструкций сооружений с целью своевременного обнаружения и контроля за устранением выявленных неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации. Первое обследование технического состояния сооружений проводится не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния сооружений проводится не реже одного раза в пять лет для сооружений или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях (морозное пучение.), см. ГОСТ 31937-2011 п.4.3.

Обследование и мониторинг технического состояния сооружений проводят также:

- по истечении нормативных сроков эксплуатации сооружений;
- при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником (сооружения);
- по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением (сооружения);
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения здания (сооружения);
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора, ГОСТ 31937-2011 п.4.4.

Выявленные в ходе мониторинга деформации оснований сооружений не должны превышать предельные деформации, указанные в приложении 4 СП 22.13330.2016, при которых гарантируется нормальная эксплуатация сооружения и не снижается его долговечность.

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|---------------|----------------|--------------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Интв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | 115 |

Производство работ необходимо вести согласно указаниям СП 45.13330.2017, СП70.13330.2012; СП 72.13330.2016; СНиП 12-04-2002 часть 2; МДС 53-1.2001; СП 53-101-98.

Для производства работ при отрицательной температуре руководствоваться СП 70.13330.2012.

Требуется обеспечить авторский надзор проектной организации за ходом строительства.

Молниезащита и заземление

Молниезащита зданий и сооружений выполнена в соответствии с требованиями РД 34.21.122-87.

Защита от прямых ударов молнии вновь проектируемых КТП-6/0,4 кВ осуществляется с помощью выполнения следующих мероприятий:

- металлические конструкции крыши присоединены к заземляющему устройству КТП-6/0,4кВ.

Для защиты от вторичных проявлений молнии выполнены следующие мероприятия:

- металлический корпус проектируемой КТП-6/0,4 присоединить к заземляющему устройству.

Главная заземляющая шина (ГЗШ) выполняется с помощью медного проводника. В качестве ГЗШ служит шина РЕ в РУНН-0,4кВ проектируемой КТП.

Молниезащитные заземляющие устройства и заземляющие устройства электроустановок объединены.

Согласно классификации объектов, которые подлежат молниезащите на основании РД 34.21.122-87 проектируемая КТП относится к III категории по молниезащите.

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

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на опасных объектах обеспечиваются в соответствии с Положением ПАО «ЛУКОЙЛ» «О формировании финансовых и материальных резервов ПАО «ЛУКОЙЛ» для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» договорами страхования имущественных и других интересов.

Кроме того, в производственной программе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ежегодно предусматриваются статьи расходов:

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

| | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|---------|------|--|-----------------------------|------|
| | | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | | | 116 |

- на ликвидацию аварийных разливов нефти и их последствий;
- на техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов;
- на работы по предупреждению аварийных разливов нефти.

Расходы на указанные мероприятия финансируются в первоочередном порядке, в том числе за счет средств страхового возмещения. Для оказания экстренной медицинской помощи и обеспечения в условиях ЧС жизнедеятельности персонала организаций и объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», на них заблаговременно создаются резервы медикаментов, медицинского имущества, средств связи, средств радиационной и химической защиты, а также других необходимых материалов.

Эти резервы размещаются на пунктах хранения, специально оборудованных для этих целей, откуда возможна их оперативная доставка в зоны ЧС.

Финансирование научно-технических и целевых корпоративных программ по вопросам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций по обеспечению устойчивого функционирования объектов предприятия в условиях ЧС, по решению проблем безопасности, осуществляется за счет средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Финансирование мероприятий по ликвидации ЧС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся за счет средств Общества и ПАО «ЛУКОЙЛ» (комфортное письмо).

Материальные ресурсы для ликвидации ЧС определены в составе страхового запаса, создаваемого в соответствии с приказом Общества «Об утверждении регламента расчета норм запасов МТР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Резервы материальных ресурсов и страхового (неснижаемого) запаса размещаются и хранятся на специально отведенных местах, на складских площадях предприятия. Финансирование расходов по созданию, хранению, использованию и восполнению резервов материальных ресурсов для ликвидации ЧС осуществляется за счет средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Имеется договор страхования в отношении декларируемого объекта ПАО СК «Росгосстрах» на сумму 10 млн.руб.

Для тушения пожара используются передвижные установки, вызываемые из прикрепленной пожарной части.

На пропускном пункте вывешена схема путей эвакуации персонала из территории объекта при пожаре.

Места нахождения оборудования, комплексов технических средств, для ликвидации аварии, входящих в оснащение аварийно-спасательных формирований, находятся на их базах или на территории объекта. Данные о местонахождении указаны в паспортах аварийно-спасательных формирований.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

При возникновении пожара персонал объекта действует согласно утвержденного плана ликвидации аварий.

Цеховой персонал ежедневно осуществляет контроль за безопасностью на объекте и несет ответственность за организацию безопасного производства работ.

3.12 Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районе размещения потенциально опасных объектов)

Проектной документацией не предусматриваются технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях.

Доведение сигналов и информации оповещения обеспечивается штатными средствами внешней и внутренней связи.

Организация и осуществление оповещения проводится в соответствии с «Положением о системах оповещения населения» (приказ МЧС России от 31.07.2020 № 578/365, приказ Минцифры России от 31.07.2020 № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения»).

Схема оповещения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при угрозе и возникновении аварийных и чрезвычайных ситуаций утверждена и введена в действие приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-512 от 11.09.2017 «О порядке оповещения и представлении информации при несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

При возникновении аварийной ситуации первый заметивший сообщает мастеру, он в свою очередь оповещает оперативно производственная служба (ОПС) цеха, далее по схеме оповещения, начальник смены ОПС ЦДНГ оповещает начальника смены Центральной инженерно-технологической службы (далее - ЦИТС).

Для локализации и ликвидации аварийной ситуации ОПС цеха привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций, с которыми в цехе заключены договора. Начальник смены ЦИТС передает информацию в ЦДУ Общества, оповещает должностных лиц, согласно списку оповещения об аварии, информирует подрядные организации, задействованные в локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Оповещение руководства цеха, центрального диспетчерского управления (ЦДУ), аварийных служб и формирований в зависимости от времени суток и уровня аварии

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

производится по схеме оповещения при несчастных случаях, аварийных и чрезвычайных ситуациях на ОПО.

Так же о возникновении аварийной ситуации уведомляются сторонние организации, находящиеся в потенциально опасных зонах от объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Ввиду того, что вблизи отсутствуют жилые участки, и населенные пункты уведомление администрации населенных пунктов не предусмотрено.

Оповещение осуществляется имеющимися средствами связи по заранее разработанным схемам для рабочего и нерабочего времени. Схемы оповещения постоянно находятся в помещении диспетчера цеха (ЦДУ). Номера телефонов оповещаемых лиц и организаций уточняются не реже одного раза в квартал.

Начальник смены ОПС цеха оповещает все должностные лица согласно списка оповещения об аварии, при необходимости привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций. Списки и адреса руководства и персонала цеха, которые должны быть извещены при аварии, находятся у диспетчера цеха (ЦДУ), а также у водителя дежурного автомобиля.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создана и поддерживается в готовности система оповещения производственного персонала и населения о чрезвычайных ситуациях, состоящая из следующих элементов:

- телефонная связь с ЦДУ, вышестоящими подразделениями Общества, с контролирующими и надзорными органами, с администрацией района;
- внутриплощадочная (местная) телефонная связь со всеми структурными подразделениями объекта;
- внутриплощадочная радиовещательная связь – в помещениях административно-бытовых и производственных зданий установлены радиоточки;
- радиосвязь по каналам радиорелейной радиосвязи при помощи передвижных или переносных радиостанций.

При производстве работ ответственный руководитель работ по ликвидации аварии после прибытия на место обязан:

- организовать командный пункт (оперативный штаб);
- указать место размещения связи (палатка, вагончик, навес, транспортное средство и т.д.);
- определить перечень лиц, которым разрешается доступ к использованию средств связи;
- назначить лицо, ответственное за сбор и передачу информации с места аварии.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Свертывание и демонтаж средств связи проводятся по указанию ответственного руководителя только после ликвидации последствий аварии.

Связь командного пункта организуется (оперативный штаб):

- с оперативно-производственной службой цеха;
- с ЦДУ, с Группой ГО, ПиЛЧС, с КЧСиОПБ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- с противofонтанным отрядом (при необходимости);
- с пожарной частью и скорой помощью (при необходимости).

ЦИТС, ЦДУ путем передачи сообщения об аварии в ЕДДС, осуществляет взаимодействие с районной администрацией и землепользователями, на землях которых произошла авария, информирование территориальных органов государственной исполнительной власти (Западно-Уральское управление Ростехнадзора, ГУ МЧС России по Пермскому краю, Управление Росприроднадзора по Пермскому краю, Управление Роспотребнадзора по Пермскому краю, Государственная инспекция по экологии и природопользованию Пермского края) и другие контролирующие и надзорные органы по Пермскому краю.

Оперативный дежурный ЦУКС ГУ МЧС России по Пермскому краю информирует надзорные и контролирующие органы и осуществляет координацию действий экстренных оперативных служб Пермского края.

Телефоны и адреса вышестоящих, надзорных и контролирующих органов при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций приведены в ПЛА.

Список оповещения для организации оперативного взаимодействия при несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведен ниже (таблица 37).

Схема оповещения при инциденте или аварии и чрезвычайных ситуациях, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», представлена ниже (рисунок 7).

Схема оповещения при угрозах совершения и совершения актов не законного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представлена ниже (рисунок 8).

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представлена ниже (рисунок 9).

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 120 |

Таблица 37

| Подразделение | Номера телефонов | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|----------------------------------|--------|---------|-------------|--|--|--|------|--------|------|--------|---------|------|
| | рабочий | сотовый | | | | | | | | | | | | |
| ПАО «ЛУКОЙЛ» | | | | | | | | | | | | | | |
| ЦДУ дежурный диспетчер | тел. (495) 627-88-16 тел. (495) 627-88-17 факс (495) 627-88-19 | | | | | | | | | | | | | |
| ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» | | | | | | | | | | | | | | |
| ЦДУ г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| ЦДУ | (342) 235-32-00; вн. 53-200 (342) 235-35-32; вн. 53-532 | 8-951-932-1432 | | | | | | | | | | | | |
| ГГО, ПиЛЧС г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| Ведущий инженер - заместитель руководителя Группы | (342) 233-66-28; вн. 36-628 | 8-902-471-2695 | | | | | | | | | | | | |
| УОТПиЭБ г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| Начальник управления | (342) 2336-630; вн. 36-630 | 8-902-801-7889 8-912-580-4883 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела экологии – заместитель начальника управления | (342) 233-66-14; вн. 36-614 | 8-902-801-5951 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела охраны труда и промышленной безопасности | (342) 233-66-42; вн. 36-642 | 8-951-951-1493 | | | | | | | | | | | | |
| УМЭМО г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| Начальник управления | (342) 2356-009; вн. 56-009 | 8-950-475-9616 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела Главного механика – Главный механик | (342) 2356-167; вн. 56-167 | 8-912-484-2497 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела Главного энергетика – Главный энергетик | (342) 2356-176; вн. 56-176 | 8-912-980-7120 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела автоматизации и метрологии – Главный метролог | (342) 2356-839; вн. 56-839 | 8-904-848-8252 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела трубопроводного транспорта | (342) 2356-569; вн. 56-569 | 8-912-881-0458 | | | | | | | | | | | | |
| УТДНиГ г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| Начальник управления | (342) 2356-196; вн. 56-196 | 8-951-928-2545 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела добычи нефти – заместитель начальника управления | (342) 2356-190; вн. 56-190 | 8-902-479-4871 | | | | | | | | | | | | |
| УКБ г.Пермь | | | | | | | | | | | | | | |
| Начальник управления | (342) 2353-308; вн. 53-308 | 8-902-801-7443 | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Отдела корпоративной безопасности объектов нефтедобычи | (342) 2353-169; вн. 53-169 | 8-908-270-9025 | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кодуч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table> | | | | | | | | | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | | | | | | |
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | | | | | Лист | | | | | | | | | |
| | | | | | 121 | | | | | | | | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Подразделение | | Номера телефонов | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|------------------------------------|------|--|--------|--|---------|--|------|--|-----------------------------|--|
| | | рабочий | сотовый | | | | | | | | | | |
| ЦИТС (Чернушка) | | | | | | | | | | | | | |
| Начальники смен | | (34-261) 600-15; вн. 600-15 | 8-908-271-3886 | | | | | | | | | | |
| ЦИТС (Оса) | | | | | | | | | | | | | |
| Начальники смен | | (34-291) 30-544; вн. 30-544 | 8-908-276-6892 | | | | | | | | | | |
| ЦИТС (Полазна) | | | | | | | | | | | | | |
| Начальники смен | | (34-265) 40-040; вн. 40-040 | 8-965-579-1547 | | | | | | | | | | |
| ЦДНГ-6 | | | | | | | | | | | | | |
| Оперативно-производственная служба: начальник смены | | (34-291) 306-73; факс (34-291) 306-34 | 8-922-38-29-233 | | | | | | | | | | |
| Оперативно-производственная служба: оператор пульта | | (34-291) 306-15; факс (34-291) 306-34 | 8-922-38-29-233 | | | | | | | | | | |
| Начальник цеха | | (34-291) 306-20, (34-291) 306-54 | 8-922-38-29-841 8-992-22-89-806 | | | | | | | | | | |
| Зам. начальника по добыче нефти | | (34-291) 306-21, (34-291) 306-48 | 8-908-27-05-807 8-912-06-07-485 | | | | | | | | | | |
| Зам. начальника по производству | | (34-291) 306-29 | 8-922-37-74-147 8-908-27-64-359 | | | | | | | | | | |
| Начальник УППН | | (34-291) 306-13 | 8-912-58-04-837 8-950-44-55-524 | | | | | | | | | | |
| Мастер бригады № 0601 | | (34-291) 306-95 | 8-922-31-48-118 | | | | | | | | | | |
| Мастер бригады № 0604 | | (34-291) 306-52 | 8-937-20-22-126 | | | | | | | | | | |
| Испытательный центр | | | | | | | | | | | | | |
| Начальник Испытательного центра | | (3422) 353-750; вн. 53-750 | 8-919-443-5665 | | | | | | | | | | |
| Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Осинского нефтегазопромысла | | | | | | | | | | | | | |
| Заведующий лабораторией | | (34-291) 57-380; вн. 30-593 | | | | | | | | | | | |
| Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Павловского нефтегазопромысла | | | | | | | | | | | | | |
| Заведующий лабораторией | | (34-261) 60-191; вн. 60-191 | 8-902-479-5102 | | | | | | | | | | |
| Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Полазненского нефтегазопромысла | | | | | | | | | | | | | |
| Заведующий лабораторией | | (34-265) 40-279; вн. 40-279 | 8-965-579-1432 | | | | | | | | | | |
| Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Сухановского нефтегазопромысла | | | | | | | | | | | | | |
| Заведующий лабораторией | | (34-268) 30-482; вн. 30-482 | | | | | | | | | | | |
| Лаборатория радиационной безопасности и контроля ЦДНГ-5 | | | | | | | | | | | | | |
| Изм. | | Кодуч. | | Лист | | № док. | | Подпись | | Дата | | Лист | |
| | | | | | | | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | |

| | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|------|--------|------|--------|---------|------|----------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Взам. инв. № |
| | | | | | | | | | | | | Подпись и дата |

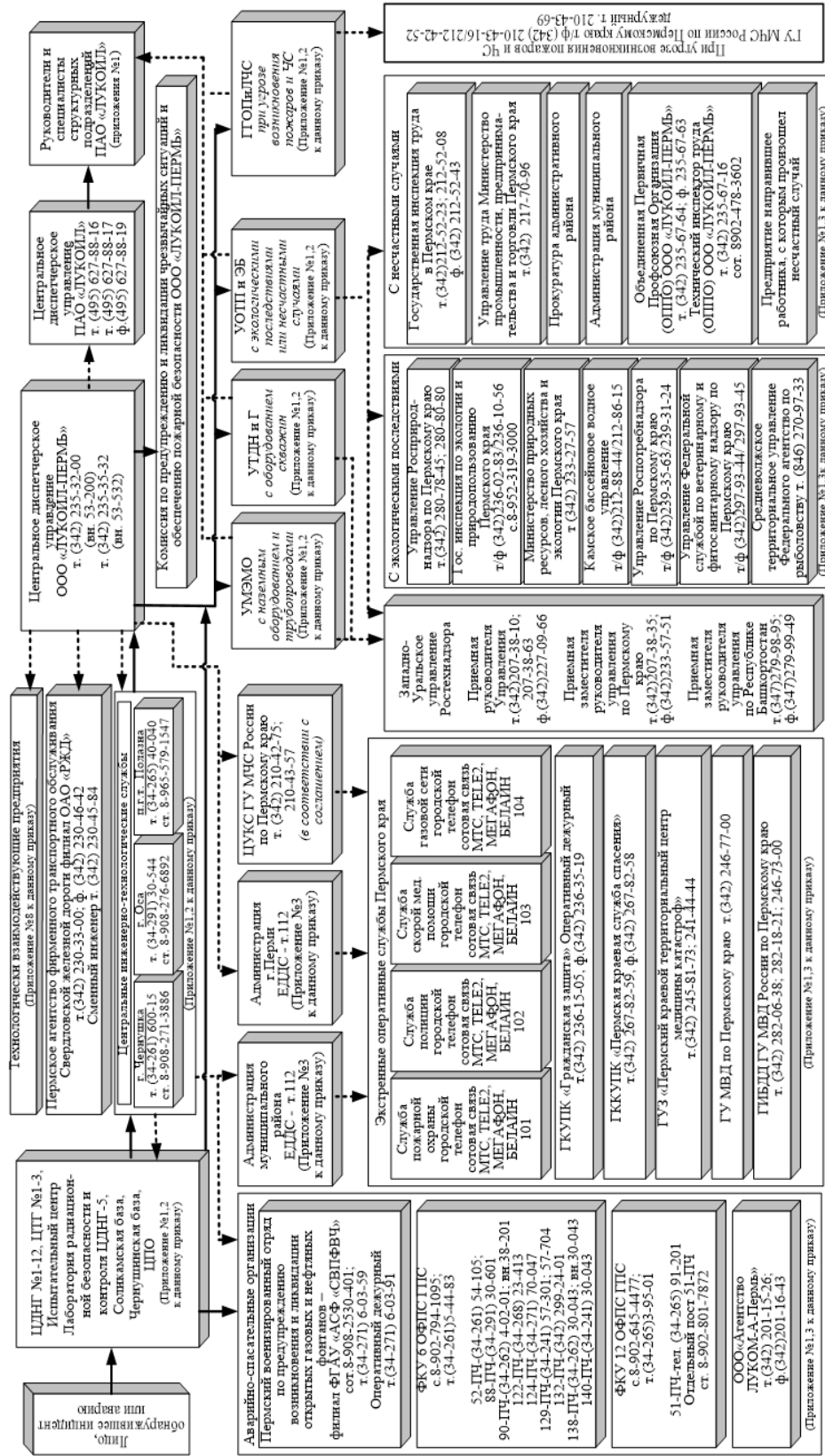
| Подразделение | Номера телефонов | |
|--|---|-----------------|
| | рабочий | сотовый |
| Заведующий лаборатории | (34-291) 30-557 (вн. 30-557) | 8-912-483-1518 |
| Цех производственного обслуживания – ЦПО | | |
| Начальник участка по обеспечению сохранности и движению материальных ценностей | (342) 2-356-188; вн. 56-188 | 8-912-495-0511 |
| Старший комендант (Пермь, Борчанинова, 15, Сибирская, 31) | (342) 244-66-50 | 8-912-88-10-619 |
| Заведующий хозяйством (Пермь, Лодыгина, 53) | (342) 2-356-826; вн. 56-826 | 8-912-49-68-945 |
| Инженер 2 кат. (Чернушка) | (34-261) 60-038; вн. 60-038 | 8-952-320-0463 |
| Ведущий инженер (Оса) | (34-291) 30-550; вн. 30-550 | 8-912-884-3302 |
| Комендант (Кунгур) | (34-271) 70-106; вн. 70-106 | 8-951-959-9374 |
| Комендант (Полазна) | (34-265) 40-047; вн. 40-047 | 8-912-484-2515 |
| Соликамская база | | |
| Начальник базы | (34-253) 55-519; вн. 32-907 | 8-951-951-1702 |
| Заместитель начальника базы | (34-253) 51-263; вн. 32-907 | 8-902-474-1513 |
| Чернушинская база | | |
| Начальник базы | (34-261) 60-601; вн. 60-601 | 8-950-475-9640 |
| Заместитель начальника базы | (34-261) 60-602; вн. 60-602 | 8-912-888-3149 |
| | (34-291) 306-20, (34-291) 306-54 | |
| Дежурный оперативно-диспетчерской службы участка оперативного управления ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕТИ» | (34-291) 305-69 вн. 9-57-308 | 8-950-46-99-818 |
| Дежурный ПСЧ-88 | (34-291) 306-01 | |
| Медпункт ЦДНГ-6 | (34-291) 306-03 | |
| НАСГ ЦДНГ-6 НАСФ ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» (при необходимости) | В соответствии с Планом приведения в готовность нештатной аварийно-спасательной группы ЦДНГ-6 НАСФ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов | |

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

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Ивв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Рисунок 7 - Схема оповещения при инциденте или аварии и чрезвычайных ситуациях, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



информационное сообщение по согласованию с КЧС и ОПБ

информационное сообщение

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Ивн. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Схема оповещения при угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

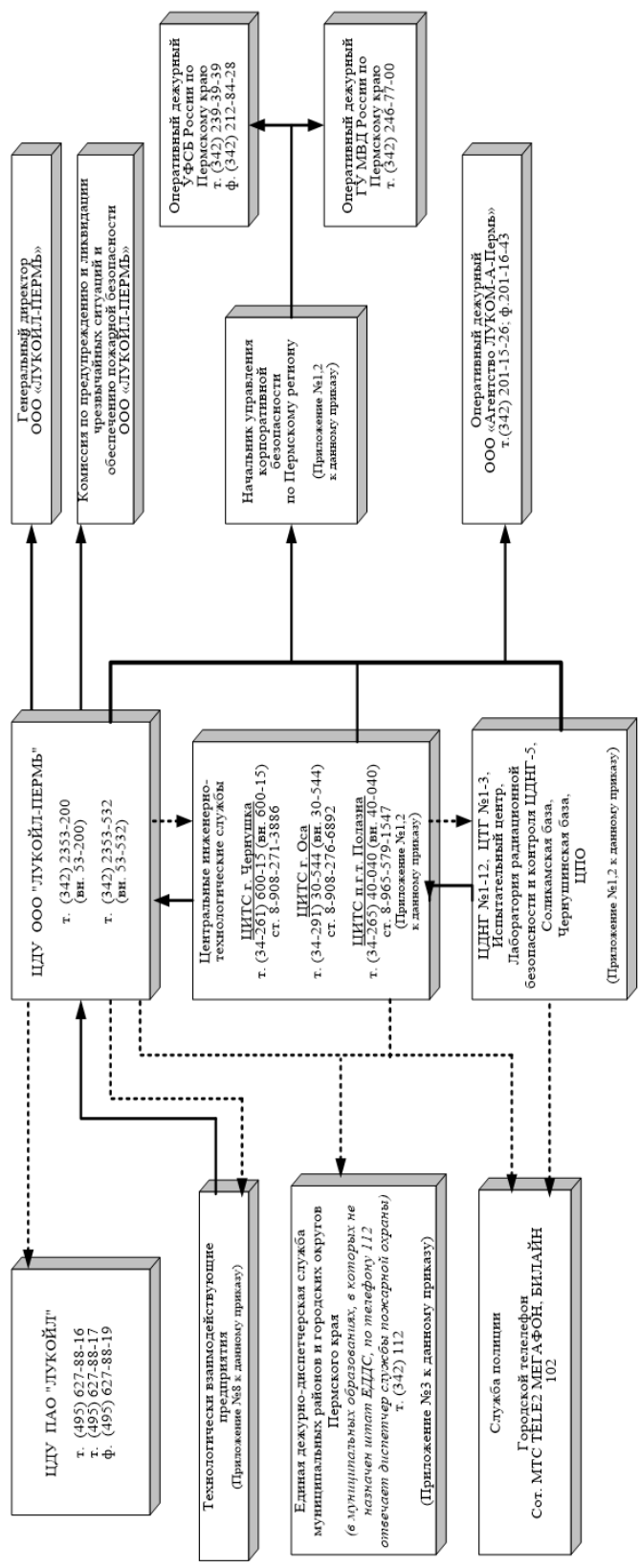


Рисунок 8 - Схема оповещения при угрозах совершения и совершения актов не законного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

| | | |
|---------------|----------------|--------------|
| Инов. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

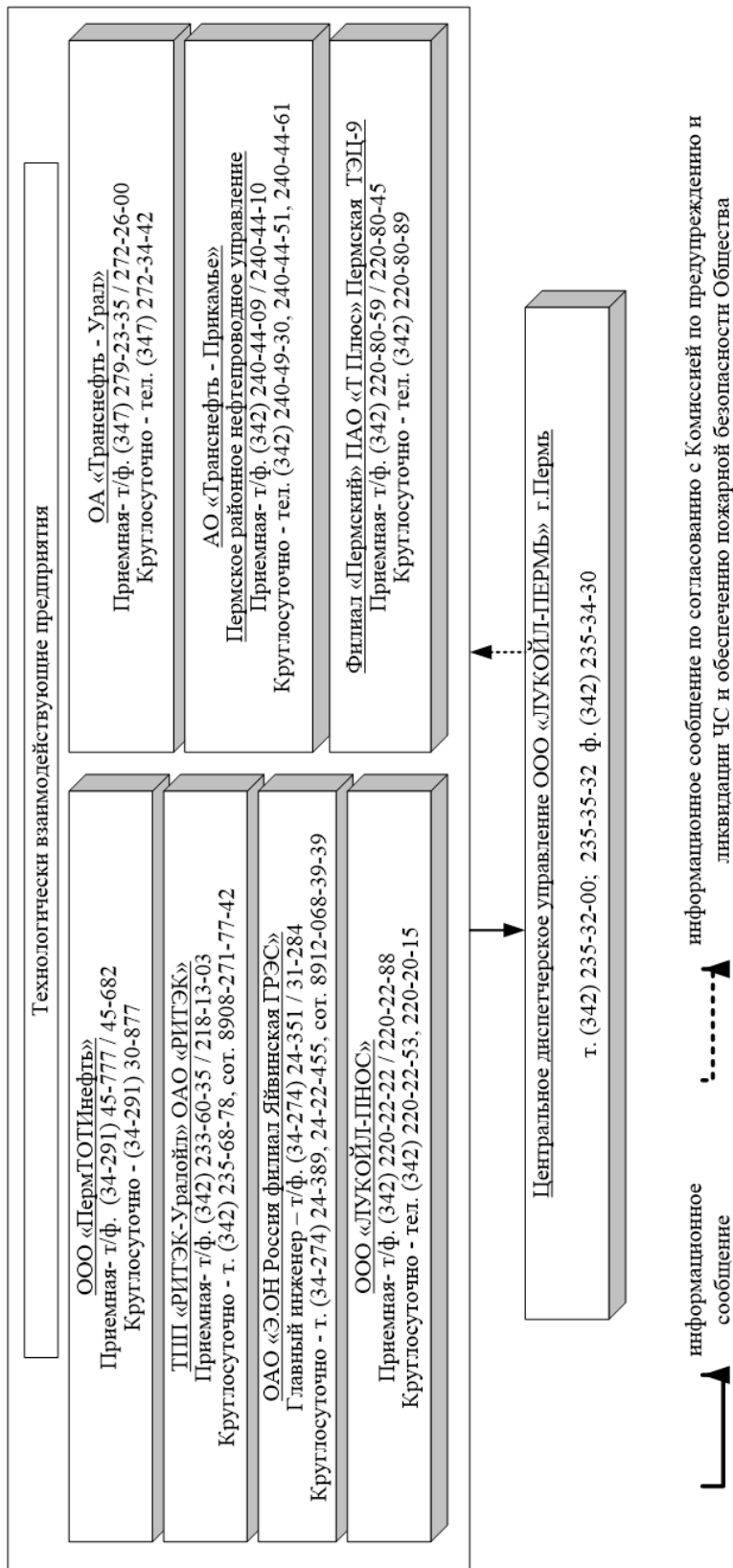


Рисунок 9 - Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|

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

В соответствии со структурой управления процессами добычи, сбора и транспорта нефти Батырбайское нефтяное месторождение Пермского края территориально входит в состав ЦДНГ-6.

Проектируемая система связи для объекта «Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения» является внутрипроизводственной технологической сетью связи, предназначенной для организации передачи технологической информации систем управления телемеханики в оборудование второго уровня системы АСУТП и создания единого информационного пространства между технологическими площадками скважин № 509, 527, 518 и КССПД ООО «ИНФОРМ» (см. том 4.4.4 (2021/354/ДС112-PD- ILO4.4).

Данные с проектируемого оборудования автоматизации и телемеханизации площадок скважин № 509, 527, 518 передаются по NB-IoT через сеть оператора сотовой связи ПАО «Мегафон» на VPN-концентратор узла связи ООО «ИНФОРМ» (на Попова,9а). Через МСЭ (межсетевые экраны) на узле связи ООО «ИНФОРМ» и в ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» (на Попова, 9б) эти данные поступают на Сервер расположенный во Внешней ДМЗ. Транспорт на внутренние сервера ЛВС запрещен правилами информационной безопасности.

Далее, с Серверов во Внешней ДМЗ (сервер АСОДУ) данные АСУТП, передаются по КССПД ООО «ИНФОРМ» на «Сервер АСУТП» ЦДНГ-6.

В целях повышения устойчивости функционирования проектируемой сети связи, проектом предусмотрены следующие меры:

- применение современного телекоммуникационного оборудования, имеющего высокие показатели надежности и времени наработки на отказ;
- применение телекоммуникационного оборудования, обладающего встроенными функциями удаленной диагностики, мониторинга и управления, в том числе в автоматическом режиме с использованием современных сетевых протоколов;
- применение однотипного оборудования, уже используемого на сетях связи и передачи данных предприятий группы «ЛУКОЙЛ», что позволяет сократить время поиска неисправностей и обеспечить наличие запасных блоков и модулей для замены, вышедших из строя;

| | | | | | | | | | |
|--------------|----------------|--------------|--------|---------|------|--|--|-----------------------------|------|
| Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | 127 | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | |

- применение источника бесперебойного питания, в случае пропадания внешнего электроснабжения обеспечивающих автономную работу телекоммуникационного оборудования в течение не менее 30 минут.

Электропитание проектируемого оборудования передачи данных NB-IoT выполнить от внешнего блока питания 24В. Блок питания 24В запитан по первой категории электроснабжения с использованием источника бесперебойного питания 220В (ИБП). Блок питания и ИБП учтены в томе 4.5.2 (2021/354/ДС112-PD-ILO5.2).

| | | | | | | | |
|---------------|----------------|--------------|-------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | №док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 128 |
| Индв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | | | | | |

Перечень федеральных законов, нормативных правовых актов РФ и соответствующего субъекта РФ, нормативных документов, документов в области стандартизации и иных документов, использованных при разработке мероприятий ГОЧС

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
2. Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне».
3. Федеральный закон от 06.03.2006 № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
4. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
5. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
8. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
9. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
10. Приказ МЧС России от 31.07.2020 № 578/365, Приказ Минцифры России от 31.07.2020 № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения».
11. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями).
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями).
13. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
14. ГОСТ 12.4.245-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Фильтры противогазовые и комбинированные. Общие технические условия.
15. ГОСТ Р 22.1.12-2005 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Структурированная система мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений. Общие требования».
16. ГОСТ Р 22.2.13-2023. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства.

17. ГОСТ 31610.20-1-2020/IEC 80079-20-1:2017 «Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные»;
18. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
19. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".
20. Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 года № 1479.
21. ГОСТ 12.1.004-91*. Пожарная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность.
23. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
24. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
25. СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт».
26. СП 88.13330.2022 «Защитные сооружения гражданской обороны».
27. СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне».

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-------------|----------------|--------------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | Изм. инв. № | Подпись и дата | Изм. № подл. | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | | | | 130 |

Приложение А

Выписка из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства



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

5906121525-20240110-1218

(регистрационный номер выписки)

10.01.2024

(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 "Регион Строй Комплекс - Инжиниринг"

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1135906004673

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

| | | |
|-----|--|---|
| 1.1 | Идентификационный номер налогоплательщика | 5906121525 |
| 1.2 | Полное наименование юридического лица <small>(Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)</small> | Общество с ограниченной ответственностью "Регион Строй Комплекс - Инжиниринг" |
| 1.3 | Сокращенное наименование юридического лица | ООО "РСК - Инжиниринг" |
| 1.4 | Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности <small>(для индивидуального предпринимателя)</small> | 614051, Россия, Пермский край, город Пермь, улица Старцева, дом 17А |
| 1.5 | Является членом саморегулируемой организации | Союз Саморегулируемая организация "ГИЛЬДИЯ ПЕРМСКИХ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ" (СРО-П-129-28012010) |
| 1.6 | Регистрационный номер члена саморегулируемой организации | П-129-005906121525-0124 |
| 1.7 | Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации | 30.06.2017 |
| 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) <small>(дата возникновения/изменения права)</small> | 2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) <small>(дата возникновения/изменения права)</small> | 2.3 в отношении объектов использования атомной энергии <small>(дата возникновения/изменения права)</small> |
| Да, 30.06.2017 | Да, 30.06.2017 | Нет |



1

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

Лист

2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH

131

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
|------|--------|------|--------|---------|------|

| 3. Компенсационный фонд возмещения вреда | | |
|---|--|---|
| 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 | Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей) |
| 3.2 | Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства | |
| 4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств | | |
| 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 | 03.09.2020 |
| 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 | Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей) |
| 4.3 | Дата уплаты дополнительного взноса | Нет |
| 4.4 | Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров | |
| 5. Фактический совокупный размер обязательств | | |
| 5.1 | Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки | Нет |

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: Кожуховский Алексей Олегович
123056, г. Москва, ул. 2-я Брестская, д. 5

СЕРТИФИКАТ 0402FE9100C0B0148D4019113D8DEA876F

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 20.11.2023 ПО 20.11.2024

А.О. Кожуховский

2



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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 132 |

Письмо Главного управления МЧС России по Пермскому краю от 02.02.2024 № ИВ-168-291



МЧС РОССИИ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО ПЕРМСКОМУ КРАЮ
(Главное управление МЧС России
по Пермскому краю)

ООО «РСК-Инжиниринг»

rsk@rsk-ing.ru
peshina@rsk-ing.ru

ул. Екатерининская, 53а, г. Пермь, 614015
Телефон: 258-40-01 Факс (342) 212-42-52
e-mail: ngu@59.mchs.gov.ru

02.02.2024 №ИВ-168-291
На № 640-23 от 08.12.2023

О технических условиях

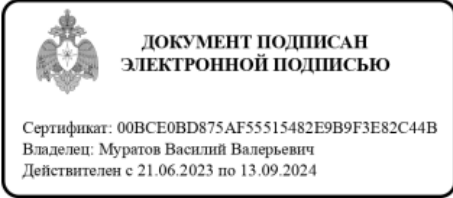
Направляем перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объекта капитального строительства:

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения, расположенного по адресу: Пермский край, Бардымский муниципальный район, ЦДНГ-6, Батырбайское месторождение нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Приложение: на 2 л. в 1 экз.

Заместитель начальника Главного управления
(по Государственной противопожарной службе)
подполковник внутренней службы

В.В. Муратов



Маслеева Людмила Геннадьевна
Отдел ИТМ, РХБМЗ и ПЖН
8 (342) 258-40-01, доб. 519

Table with 3 rows and 2 columns: Взам. инв. №, Подпись и дата, Инв. № подл.

Table with 7 columns: Изм., Кодуч., Лист, №док., Подпись, Дата, 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH

Перечень
исходных данных и требований для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций, включаемых в задание на проектирование.

От кого: Главное управление
МЧС России по Пермскому краю

Кому: ООО «РСК-Инжиниринг»

В соответствии с запросом от 08.12.2023 № 640-23 высылаем исходные данные и требования, подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации объекта капитального строительства «Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения, расположенного по адресу: Пермский край, Бардымский муниципальный район, ЦДНГ-6, Батырбайское месторождение нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

1. Краткая характеристика объекта капитального строительства.

Проектом предусматривается строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509,527,518, общей протяженностью 3297,0 м.

2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта капитального строительства и потенциальной опасности территории, на которой намечается строительство.

Объект проектирования является опасным производственным объектом.

3. Для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны.

Данный объект не категорирован по ГО, объект расположен на территории Бардымского муниципального округа, не имеющего группы по ГО, попадает в зону возможных сильных разрушений от пожаров и взрывов, происходящих в мирное и в военное время (прил. А. СП 165-1325800.2014).

4. Для разработки инженерно-технических мероприятий по предупреждению ЧС природного и техногенного характера.

Представляют опасность имеющие место на объектах с использованием нефте-газового оборудования аварийные ситуации:

- взрывы и пожары, а также термическое воздействие пожара на окружающую среду, персонал и население.

Предусмотреть в проекте:

- решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта;
- решения по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемом объекте сил и средств ликвидации последствий аварий;
- соблюдение всех норм регламента по пожарной безопасности.

Произвести расчеты по различным сценариям действия сил и средств по локализации и ликвидации возможных пожаров, так же возможных аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях.

5. Дополнительные требования.

Проектно-сметную документацию «Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения, расположенного по адресу: Пермский край, Бардымский муниципальный район, ЦДНГ-6, Батырбайское

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |

месторождение нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представить в случаях предусмотренных законодательством на государственную экспертизу установленным порядком (представить документы):

- Раздел ИТМ ГО по объекту;
- Общая пояснительная записка (со справкой из ЦГМС с уровнем концентрации вредных веществ и с температурой воздуха).

6. Нормативные, руководящие и методические документы.

Законы Российской Федерации:

- Федеральный закон № 28-ФЗ «О гражданской обороне» от 12.02.1998 г.;
- Федеральный закон № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.94 г.;
- Федеральный закон № 116 –ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г.

Нормативно-технические документы:

- ГОСТ Р 23.0.01 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основное положение»;
- ГОСТ 12.1.033 «ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 22.0.05 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенных чрезвычайных ситуаций. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 22.0.03 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
- СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90»;
- СП 62.13330.2011 «Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;
- Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС;
- ГОСТ Р 22.2.13-2023 Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства.

Заместитель начальника
отдела ИТМ, РХБМЗ и ПЖН

Л.Г. Маслеева

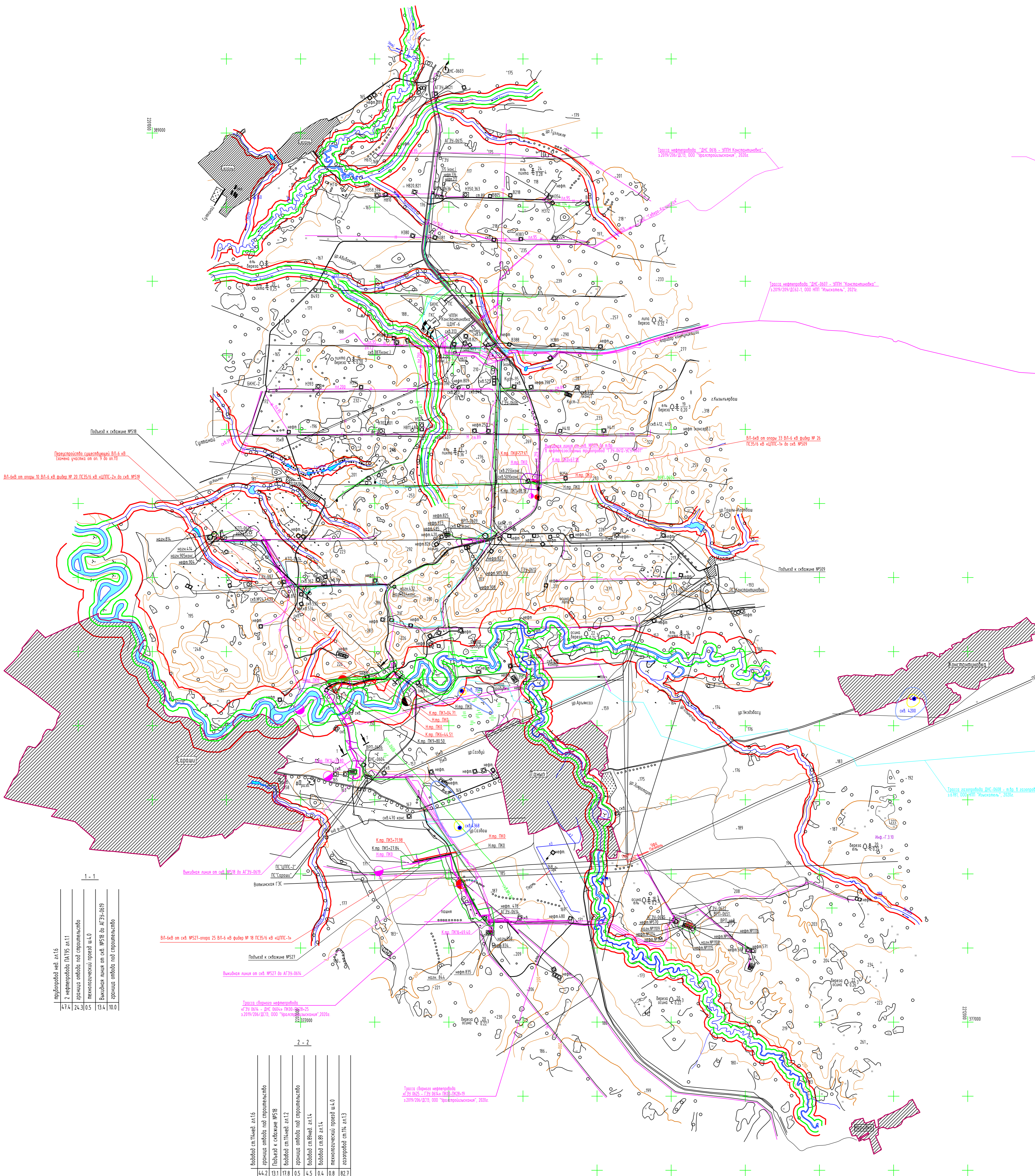
| | | |
|---------------|----------------|--------------|
| Инов. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|---------|------|-----------------------------|------|
| Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.TCH | Лист |
| | | | | | | | 135 |

Таблица регистрации изменений

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|------|-------------------------|------------|-------|----------------|----------------------------------|---------------|-------|------|
| | измененных | замененных | новых | аннулированных | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

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



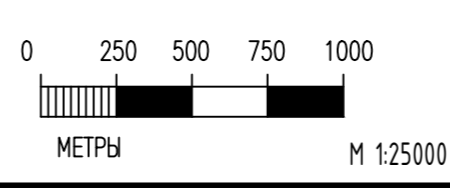
1 - 1

| |
|--|
| подбородок ш. 2х1.6 |
| 2. непереходы ПА195 ш.1.1 |
| граница отвода под строительство |
| технический проезд ш.4.0 |
| граница отвода от с/б. №518 до АТ31-0619 |
| граница отвода под строительство |
| 4.7 |
| 24.3 |
| 0.5 |
| 13.4 |
| 10.0 |

2 - 2

| |
|----------------------------------|
| подбородок ш. 2х1.6 |
| граница отвода под строительство |
| Подбородок к скважине №518 |
| граница отвода ш. 2х1.2 |
| граница отвода под строительство |
| подбородок ш. 2х1.4 |
| граница отвода ш. 2х1.4 |
| технический проезд ш.4.0 |
| газопровод ш.1х. 2х1.3 |
| 44.2 |
| 13.1 |
| 17.8 |
| 0.5 |
| 4.5 |
| 0.4 |
| 0.8 |
| 82.7 |

- Условные обозначения:
- граница водоохранной зоны поверхностных водотоков
 - граница прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков
 - граница плана М 1:500
 - граница плана М 1:2000
 - граница населенных пунктов по сведениям ЕГРН



| | | | | | |
|--|----------|------|--------|---------|----------------------|
| 2021/354/ДС112-РД-ГОСНС.GCH | | | | | |
| Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батумского месторождения | | | | | |
| Изм. | Колуч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| Разработ | Вершина | Ифф | 01.24 | | |
| Проверил | Кирюка | Ифф | 01.24 | | |
| Н.контр. | Кубкевич | | 01.24 | | |
| ГИП | Пешина | | 01.24 | | |
| Ситуационный план | | | | | Листов |
| | | | | | 000 "РСК-Инжиниринг" |

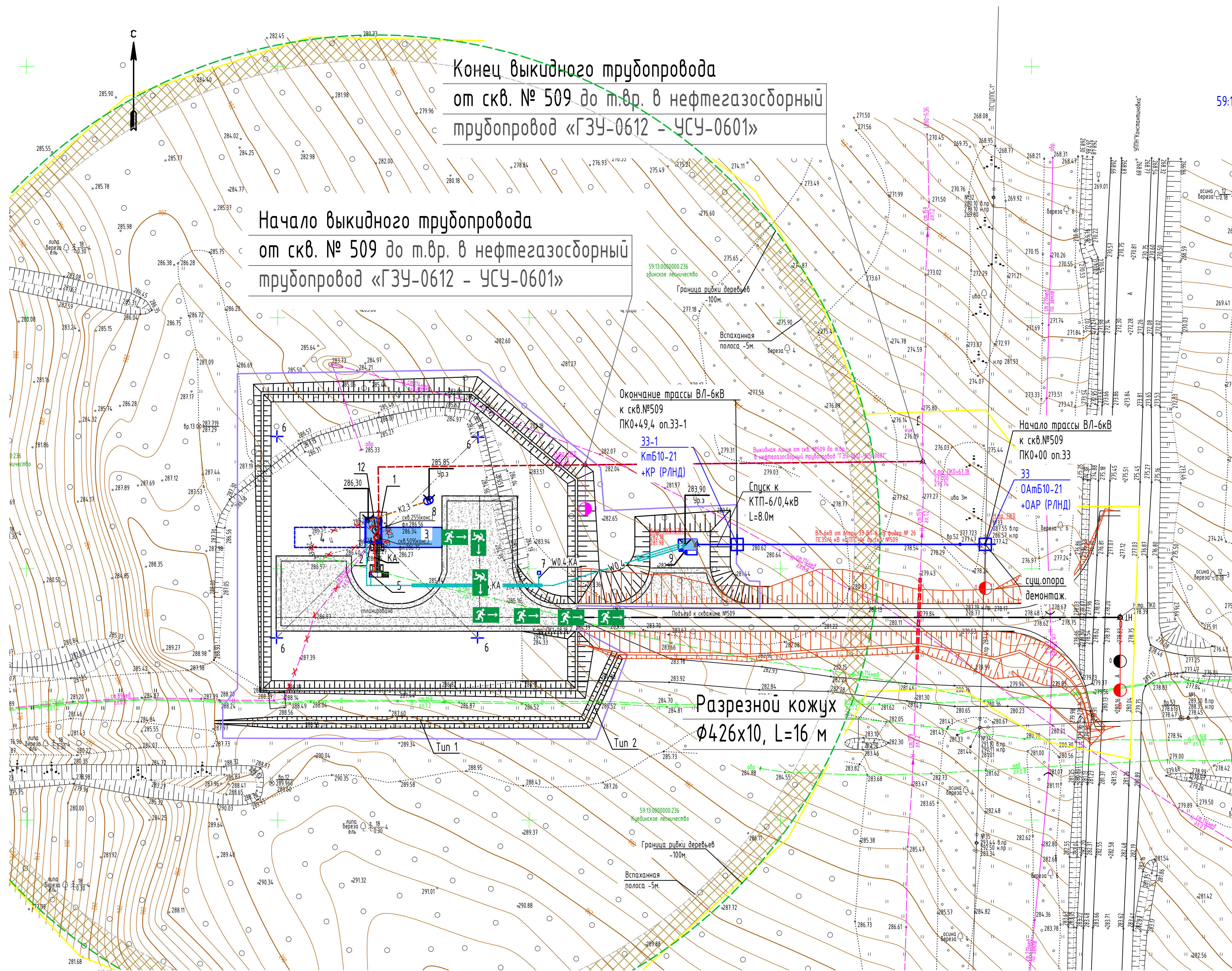
Имя, N подл. Подпись и дата

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|--|---|---------------------------|
| Проектируемые сооружения (1 этап строительства): | | |
| 1 | Устье добывающей скважины № 509 | |
| 2 | Прушевая площадка | |
| 3 | Площадка под ремонтный агрегат | |
| 4 | Площадка для установки передвижных приемных мостков | |
| 5 | Станок-качалка ПШН 80-3-40 | |
| 6 | Место установки якорей грузовой и ветровой оттяжек | |
| 7 | Шкаф телемеханики | |
| 8 | Канализационная ёмкость V=4м ³ | |
| 9 | Трансформаторная подстанция КТП-6/0,4кВ | |
| 10 | Резервная позиция | |
| 11 | Резервная позиция | |
| Существующие: | | |
| 12 | Устье нефтяной скважины № 255 | Консервация |

Условные графические обозначения и изображения

| Обозначение и изображение | Наименование |
|----------------------------------|--|
| Проектируемые: | |
| | Граница рубки деревьев |
| | Сооружения |
| | Условная граница благоустройства |
| | Покрытие проезда из ПГС |
| | Демонтируемые сети, сооружения |
| Инженерные сети, прокладываемые: | |
| | Надземно |
| | Подземно |
| | Выкидной трубопровод |
| | Трубопровод в кожухе |
| | K2,3 Производственно-дождевая канализация |
| | W0,4 Сети электроснабжения |
| | КА Сети КИПиА |
| | Направление эвакуации людей и материальных ценностей |

| | | | | | |
|--|----------|--------|-------|---------|--------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.GCH | | | | | |
| Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № № 509, 527, 518 Батырайского месторождения | | | | | |
| Изм | Кол | Лист | № док | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Пешина | | | 02.24 |
| Скважина № 509 | | | | Лист | Листов |
| | | | | п | 2 |
| Н. контр. | Кубуевич | | | | 02.24 |
| ГИП | Пешина | | | | 02.24 |
| Ситуационный план с обозначением подземной пожарной техники и направления эвакуации людей и материальных ценностей | | | | | |
| ООО "РСК-Инжиниринг" | | | | | |



59:13

Конец выкидного трубопровода от скв. № 509 до т.вр. в нефтегазодоборный трубопровод «ГЗУ-0612 - ЧСУ-0601»

Начало выкидного трубопровода от скв. № 509 до т.вр. в нефтегазодоборный трубопровод «ГЗУ-0612 - ЧСУ-0601»

Окончание трассы ВЛ-6кВ к скв.№509 ПК0+49,4 оп.33-1

Начало трассы ВЛ-6кВ к скв.№509 ПК0+00 оп.33

Разрезной кожух $\phi 426 \times 10$, L=16 м

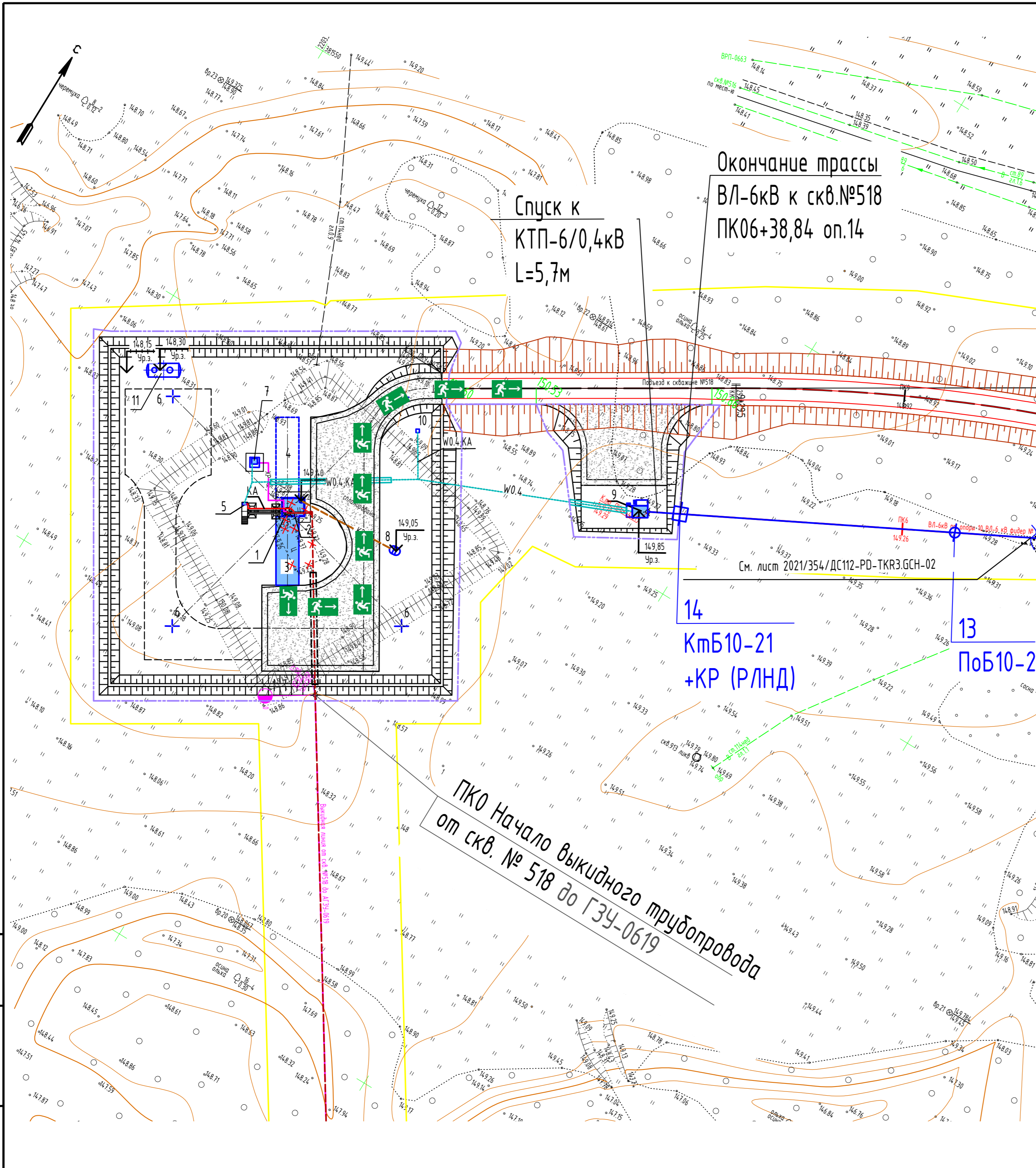
Имя, И. Фамилия, И. Отчество
Взнос, шифр, №
Подпись и дата

Экспликация зданий и сооружений

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|--|---|---------------------------|
| Проектируемые сооружения (3 этап строительства): | | |
| 1 | Устье добывающей скважины № 518 | |
| 2 | Приустьевая площадка | |
| 3 | Площадка под ремонтный агрегат | |
| 4 | Площадка для установки передвижных приемных мостков | |
| 5 | Станок-качалка ПШСН 80-3-40 | |
| 6 | Место установки якорей грузовой и ветровой оттяжек | |
| 7 | УБПР | |
| 8 | Канализационная ёмкость V=4м ³ | |
| 9 | Трансформаторная подстанция КТП-6/0,4кВ | |
| 10 | Шкаф телемеханики | |
| 11 | Канализационная емкость V=25 м ³ | |

Условные графические обозначения и изображения

| Обозначение и изображение | Наименование |
|----------------------------------|--|
| Проектируемые: | |
| | Сооружения |
| | Условная граница благоустройства |
| | Покрытие проезда из ПГС |
| | Демонтируемые сооружения |
| Инженерные сети, прокладываемые: | |
| | Надземно |
| | Подземно |
| | Выкидной трубопровод |
| | Трубопровод в кожухе |
| | К2,3 Производственно-дождевая канализация |
| | W0.4 Сети электроснабжения |
| | КА Сети КИПиА |
| | Направление эвакуации людей и материальных ценностей |



Имя, И.И. Подпись и дата

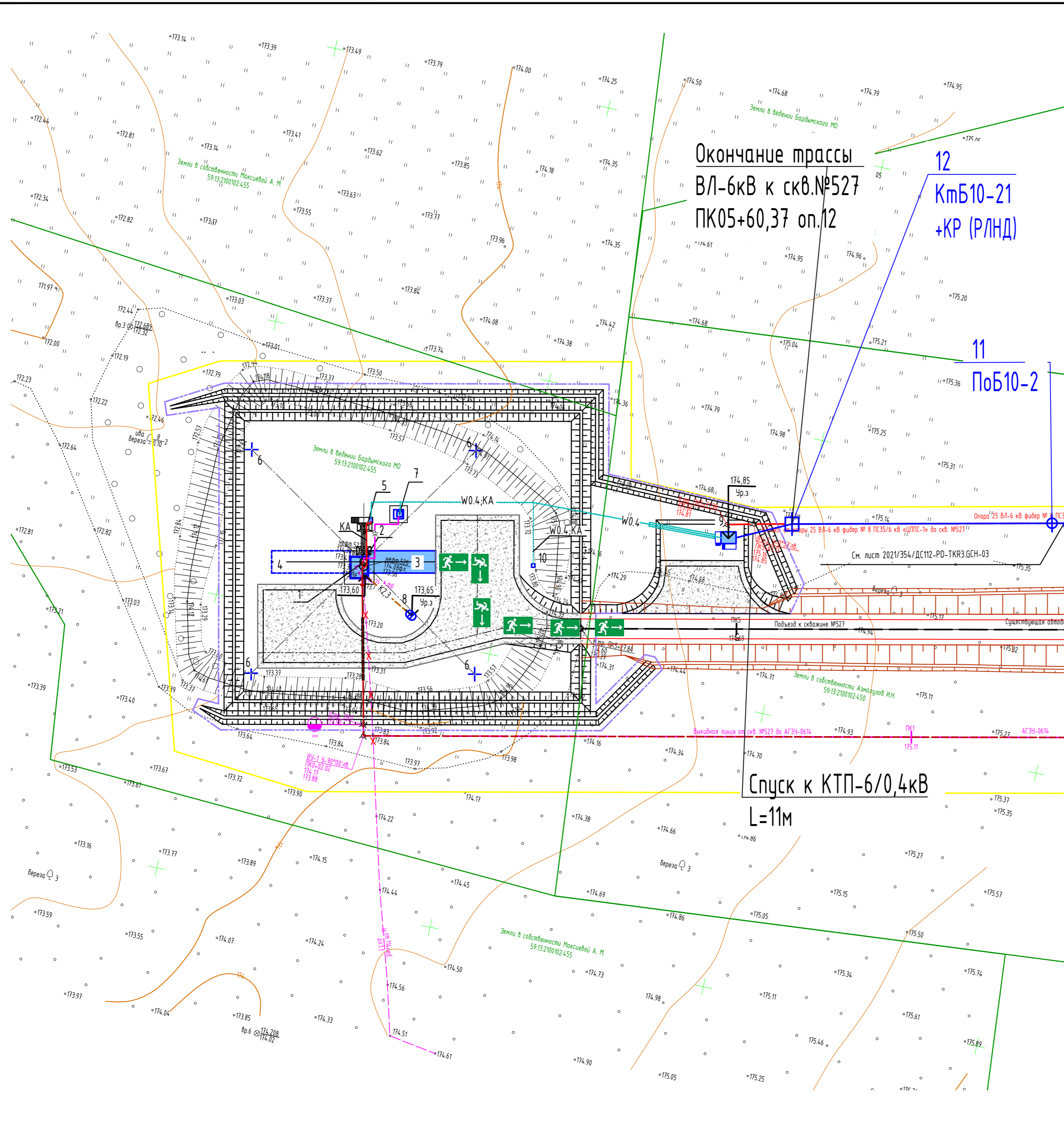
| | | | | | |
|--|---------|--------|--------|----------------------|-------|
| 2021/354/ДС112-РД-ТКР3.GCH | | | | | |
| Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырайского месторождения | | | | | |
| Изм | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Пешина | | <i>Пешина</i> | 02.24 |
| Скважина № 518 | | | | Стадия | Лист |
| | | | | п | 3 |
| Н. контр. ГИП | | | | Кубежвич Пешина | 02.24 |
| Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направления эвакуации людей и материальных ценностей | | | | ООО "РСК-Инжиниринг" | |

Экспликация зданий и сооружений

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|--|---|---------------------------|
| Проектируемые сооружения (2 этап строительства): | | |
| 1 | Устье добывающей скважины № 527 | |
| 2 | Приустьевая площадка | |
| 3 | Площадка под ремонтный агрегат | |
| 4 | Площадка для установки передвижных приемных мостков | |
| 5 | Станок-качалка ПШСН 80-3-40 | |
| 6 | Место установки якорей грузовой и ветровой оттяжек | |
| 7 | ЧБПР | |
| 8 | Канализационная ёмкость V=4м³ | |
| 9 | Трансформаторная подстанция КТП-6/0.4кВ | |
| 10 | Шкаф телемеханики | |
| 11 | Резервная позиция | |
| Существующие: | | |
| 12 | Устье нефтяной скважины № 526 | Консервация |

Условные графические обозначения и изображения

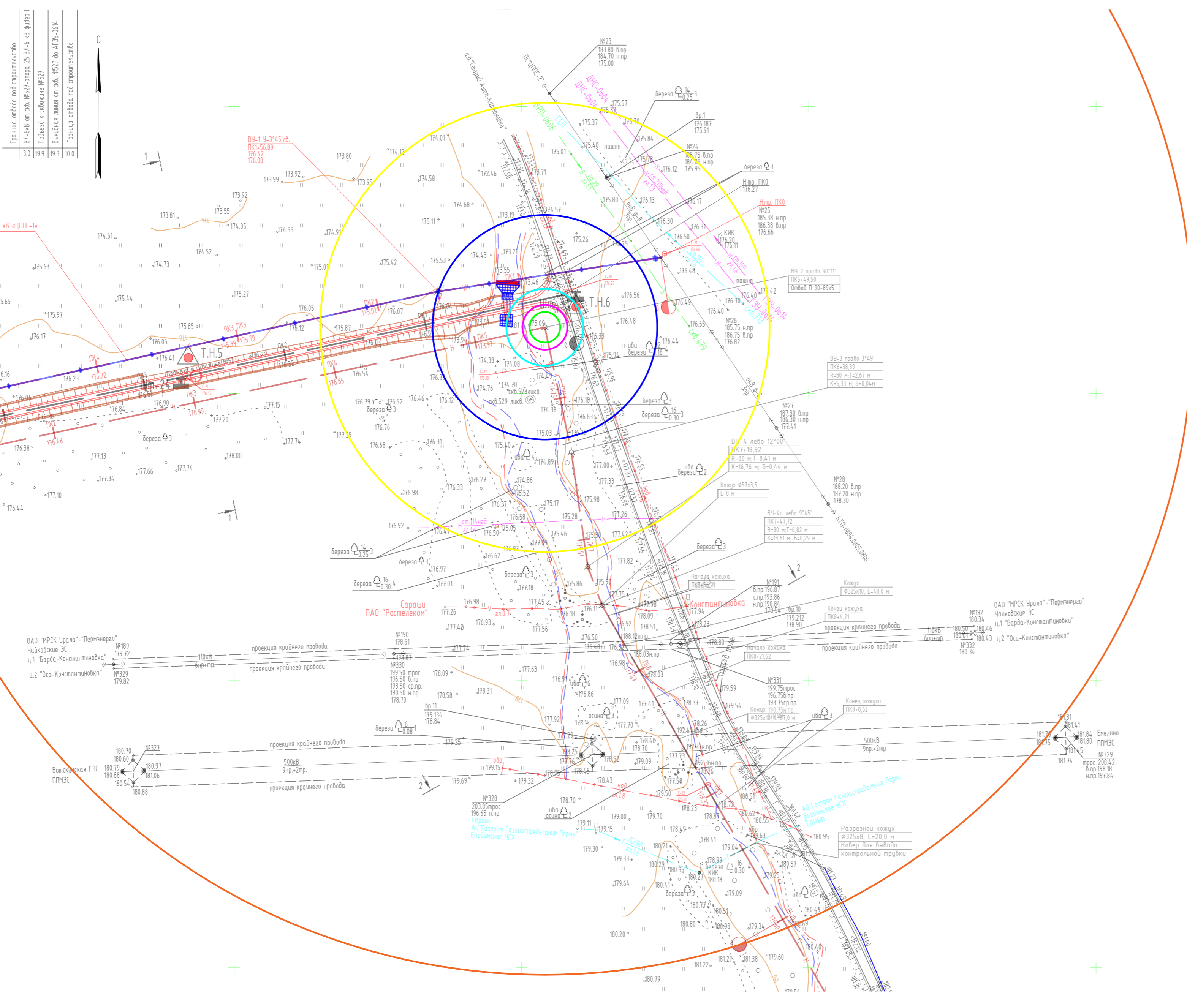
| Обозначение и изображение | Наименование |
|----------------------------------|--|
| Проектируемые: | |
| | Граница рубки деревьев |
| | Сооружения |
| | Условная граница благоустройства |
| | Покрытие проезда из ПГС |
| | Демонтируемые сети |
| Инженерные сети, прокладываемые: | |
| | Надземно |
| | Подземно |
| | Выкидной трубопровод |
| | ХР Трубопровод химвагента |
| | К2,3 Производственно-дождевая канализация |
| | W0.4 Сети электроснабжения |
| | КА Сети КИПиА |
| | Трубопровод в кожухе |
| | Направление эвакуации людей и материальных ценностей |



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

| | | | | | |
|---|----------|--------|--------|----------------------|-------------|
| 2021/354/ДС112-ПД-ГОСНС.ГСН | | | | | |
| Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырайского месторождения | | | | | |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Пешина | | <i>Пешина</i> | 02.24 |
| Скважина № 527 | | | | Стадия | Лист |
| | | | | П | 4 |
| Н. контр. ГИП | | | | Кибужевич Пешина | 02.24 02.24 |
| Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направлением эвакуации людей и материальных ценностей | | | | ООО "РСК-Инжиниринг" | |

| | |
|--|------|
| Граница объекта под строительство | 3.0 |
| ВЛ-6кВ от с/б. №527-опора 25 ВЛ-6 кВ федер I | 19.9 |
| Полоса к с/б. №527 | 19.3 |
| Выходная линия от с/б. №527 до АГЗУ-0614 | 10.0 |
| Граница объекта под строительство | 10.0 |



2 - 2

| | |
|--|-------|
| Кабель связи мед. эл.18 | 5.9 |
| Линейно-кабельный проезд на куст с/б.178 ш.б.010А1 Г | 3.0 |
| ВЛ-10кВ бр-проект | 23.8 |
| Граница объекта под строительство | 14.0 |
| Выходная линия от с/б. №527 до АГЗУ-0614 | 10.0 |
| Граница объекта под строительство | 113.2 |

Возникновение аварийной ситуации на выходящем трубопроводе с/б. № 527 - ГЗУ-0614 на ПК5+49.50
 Сценарий: полная разгерметизация оборудования, взрыв ТВС. Основной поражающий фактор: избыточное давление.
 Количество вещества, участвующего в образовании поражающего фактора, нефти - 7,73 т
 Количество погибших (раненых) - 1 (1) человек

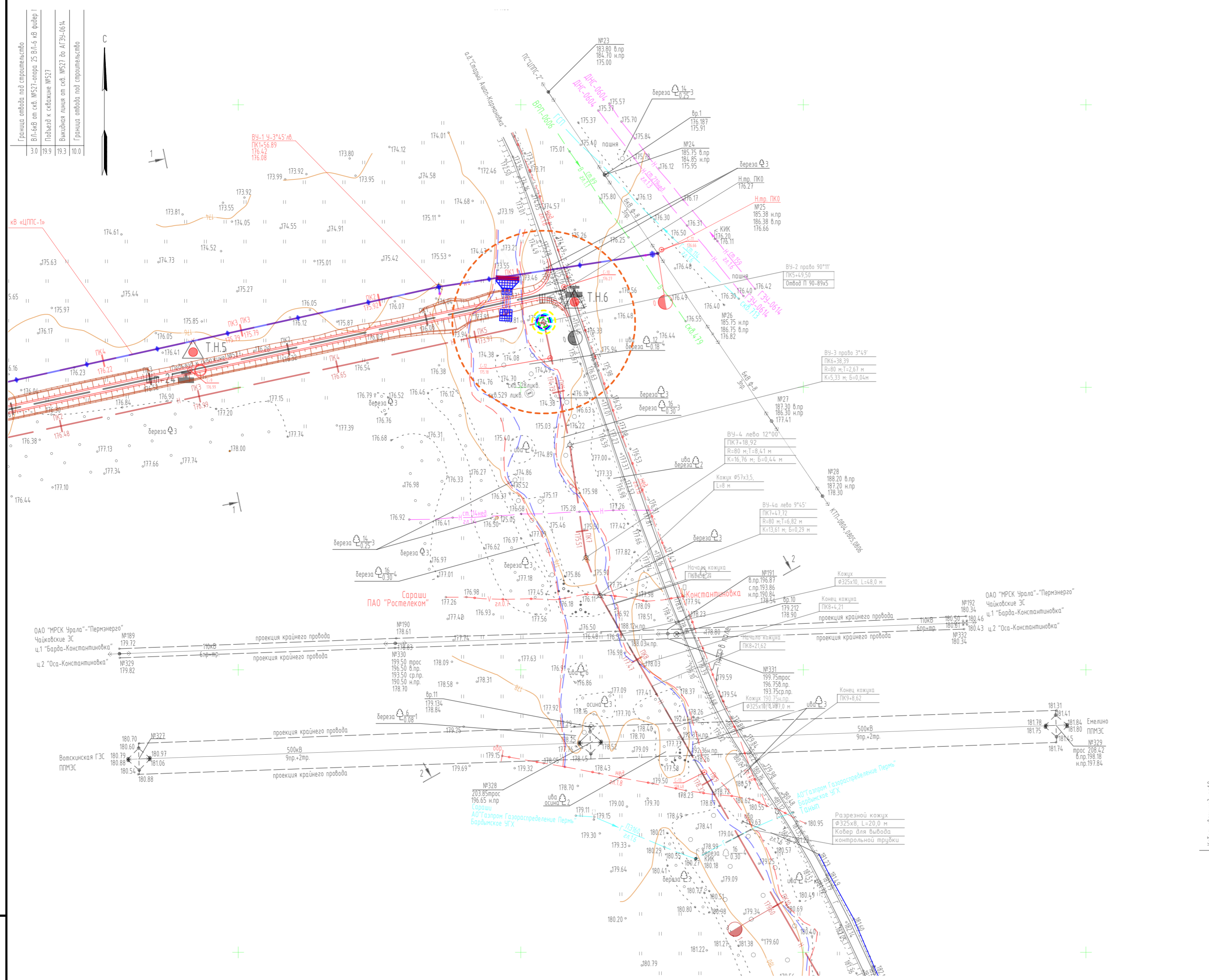
- Условные обозначения**
- Граница зоны поражения избыточным давлением 100 кПа. Полное разрушение зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 53 кПа. 50 %-ное разрушение зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 28 кПа. Разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 12 кПа. Разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 5,9 кПа. Разрушение остекления
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 3 кПа. Малые повреждения (разбиты часть остекления)

M 1:2000

| | | | | | |
|--|--------|-------------|--------|---------|----------------------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.GCH | | | | | |
| Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батырбайского месторождения | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Мурсалимова | | | |
| Проверил | | Киртока | | | |
| Н.контр. | | Кибукевич | | | |
| ГИП | | Пешина | | | |
| | | | Студия | Лист | Листов |
| | | | П | 5 | |
| Ситуационный план с указанием зоны поражения ударной волной при наиболее опасном сценарии аварии | | | | | ООО "РСК-Инжиниринг" |

Инв. № док. Взам. инв. № Подпись и дата

Граница объекта под строительство
 ВЛ-6кВ от с.б. №527-опора 25 ВЛ-6 кВ федер I
 Подъезд к объекту №527
 Выкатная линия от с.б. №527 до АГЗУ-0614
 Граница объекта под строительство



2 - 2

| | |
|--|-------|
| Кабель связи мед. эл.18 | 5,9 |
| Технологический проезд на куст с.б.178 ш.б.010А1 Г | 3,0 |
| ВЛ-10кВ бр-проект | 23,8 |
| Граница объекта под строительство | 14,0 |
| Выкатная линия от с.б. №527 до АГЗУ-0614 | 10,0 |
| Граница объекта под строительство | 113,2 |

- Условные обозначения**
- Радиус зоны пламени
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м² (непереносима боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м² (непереносима боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
 - Радиус воздействия продуктов сгорания паровоздушного облака

Пожар разлития при полной разгерметизации выкатного трубопровода «с.б. № 527 - ГЗУ-0614» на ПК5+49,50
 Поражающий фактор - тепловое излучение, в аварии участвует 7,73 т нефти, погибших не прогнозируется (в т.ч.третних лиц - нет), раненных - 1 человек (в т.ч.третних лиц - нет)
 Приведен радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке на проектируемом трубопроводе.
 В аварии участвует 532,35 кг паров ТВС, погибших - 1 (в т.ч.третних лиц - нет), раненных - 1 человек (в т.ч.третних лиц - нет)

М 1:2000

Имя, инд. н. Подпись и дата

| | | | | | |
|---|-------------|------|--------|---|------|
| 2021/354/ДС112-PD-GOCHS.GCH | | | | | |
| Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батырбайского месторождения | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| Разраб. | Мурсалимова | | | | |
| Проверил | Киртока | | | | |
| Н.контр. | Кибукевич | | | | |
| ГИП | Пешина | | | | |
| | | | | Студия | Лист |
| | | | | П | 6 |
| | | | | Ситуационный план с указанием зон действия теплового излучения при наиболее опасном сценарии аварий | |
| | | | | ООО "РСК-Инжиниринг" | |