

СРО-П-026-17092009

Заказчик – ТПП « Повхнефтегаз » ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ опасности и оценка степени риска

08-2289.2/20С0684-АОР

Том12.2

2021

НЕФТЕГАЗПРОЕКТ

научно-исследовательский проектный институт

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский проектный институт
«Нефтегазпроект»

СРО-П-026-17092009

Заказчик – ТПП « Повхнефтегаз » ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ опасности и оценка степени риска

08-2289.2/20С0684-АОР

Том12.2

Главный инженер

В.Ю. Лихотин

Главный инженер проекта

В.Н. Агейкин

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

2021

СОЮЗНЕФТЕГАЗ

Общество с ограниченной ответственностью «СоюзНефтеГаз»
625019, Российская Федерация, Тюменская область, г. Тюмень, Тракт старый Тобольский 2 км, дом 8,
строение 97, офис 5, тел.+7 (3452) 494-112, info@oosp.org

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз»

**Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ опасности и оценка степени риска

08-2289.2/20С0684-АОР

Том12.2

Главный инженер

С.М. Майсюк

Главный инженер проекта

А.Н. Хавронин

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

Содержание тома

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|---------------------------|--|------------|
| 08-2289.2/20C0684-АОР-С | Содержание тома | 2 |
| 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | Текстовая часть | 3...37 |
| | Графическая часть | |
| 08-2289.2/20C0684-АОР.ГЧ1 | лист 1 – Кустовая площадка №501. Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. М 1:500 | 38 |
| 08-2289.2/20C0684-АОР.ГЧ2 | лист 1 – Кустовая площадка №502. Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. М 1:500 | 39 |

| | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------------|-----------|------|--------|----------|---|--------|------|--------|
| Изм. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № | 08-2289.2/20C0684-АОР-С | | | | | | | | |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Стадия | Лист | Листов |
| | | | Разраб. | Семейкина | | | 05.04.21 | П | | 1 | |
| | | | Н.контр. | Хавронин | | | 05.04.21 | Содержание тома ООО «СоюзНефтеГаз» | | | |
| | | | ГИП | Хавронин | | | 05.04.21 | | | | |

Содержание текстовой части

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Введение | 2 |
| 2 | Описание анализируемого ОПО | 3 |
| 2.1 | Общие сведения об объекте | 3 |
| 2.2 | Сведения о работниках и иных физических лицах, включая население | 6 |
| 2.3 | Сведения об опасных веществах | 6 |
| 2.4 | Данные о распределении опасных веществ по оборудованию..... | 9 |
| 3 | Описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения, исходные предположения и ограничения | 10 |
| 4 | Идентификация опасности аварий..... | 13 |
| 4.1 | Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами | 13 |
| 4.2 | Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий..... | 15 |
| 4.3 | Определение типовых сценариев возможных аварий | 18 |
| 5 | Анализ риска аварий | 21 |
| 5.1 | Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии..... | 21 |
| 5.2 | Определение зон действия поражающих факторов..... | 23 |
| 5.2.1 | Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей | 23 |
| 5.2.2 | Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при пожаре пролива.. | 24 |
| 5.2.3 | Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве | 25 |
| 5.2.4 | Определение давления взрыва топливно-воздушной смеси внутри помещения | 26 |
| 5.3 | Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц..... | 26 |
| 5.4 | Результаты анализа риска | 28 |
| 6 | Рекомендации по уменьшению риска | 31 |
| | Сокращения | 34 |
| | Список использованных источников..... | 35 |

| | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|---------------------------------|-----------|------|--------|-------|--------|------------------------|--------|------|--------|
| Взам. инв. № | | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | | | | | | | | | |
| | Подп. и дата | | | | | | | | | | |
| Инв. № подл. | | Изм. | Кодуч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Текстовая часть | Стадия | Лист | Листов |
| | | Разраб. | Семейкина | | | | 050421 | | П | 1 | 35 |
| | | Н.контр. | Хавронин | | | | 050421 | ООО «СоюзНефтеГаз» | | | |
| | | ГИП | Хавронин | | | | 050421 | | | | |

1 Введение

Анализ опасности и оценка степени риска аварий проектируемого объекта «Обустройство кустов скважин № 501, 502 Повховского лицензионного участка» содержит краткие сведения о промышленном объекте, используемых опасных веществах, применяемой технологии.

Том 12.2 «Анализ опасности и оценка степени риска» разработан на основании:

– гл. III, п. 21 задания № 419 на проектирование объекта капитального строительства «Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского лицензионного участка» (задание утверждено первым заместителем генерального директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаз» А. Н. Корниенко).

Том 12.2 «Анализ опасности и оценка степени риска» разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г № 534).

– Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 г. № 144).

– Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17.08.2015 г. № 317).

Выполненный анализ риска возможных аварий на проектируемом объекте позволил выявить перечень наиболее опасных иницирующих событий.

В настоящей работе приведены возможные сценарии развития аварии, определены зоны действия основных поражающих факторов (воздушной ударной волны, теплового излучения), возможные последствия (разрушения зданий, оборудования, человеческие жертвы).

Анализ риска возможных аварий позволил обосновать перечень мероприятий (технических, организационных по отработке действий в ЧС), направленных на безопасность объекта.

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Лист

2

2 Описание анализируемого ОПО

2.1 Общие сведения об объекте

В административном отношении район выполнения работ расположен в Тюменской области, Ханты-Мансийский автономный округ, Сургутский район, Повховский лицензионный участок.

Ближайшими населенным пунктом к месту проведения работ является г. Радужный расположенный в юго-восточном направлении на расстоянии 61 км.

Климат района характеризуется суровой, продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом, резким колебанием температур в течение года, месяца и даже суток.

Согласно СП 131.13330.2020 рассматриваемая территория относится к 1 климатическому району, подрайон ИД.

Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции составляет минус 3,9 °С.

Самым холодным месяцем в году являются январь с температурой минус 23,3 °С. В течение всех зимних месяцев (декабрь-февраль) средняя суточная температура бывает ниже минус 19 °С. Самым теплым месяцем является июль с температурой 17,2 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 43 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 составляет минус 47 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь минус 60 °С, а абсолютный максимум на июль (плюс 37 °С). Средняя годовая температура поверхности почвы в рассматриваемом районе составляет минус 4,0 °С. Среднегодовая относительная влажности в регионе составляет 78 %. Месяцем с наиболее низкой влажностью является май-июнь (71 %).

Средние годовые суммы осадков составляют 572 мм.

Согласно, Приложению 1 ВСН-137-89, участок изысканий расположен во II районе – объемы снегопереноса до 150 м³/м, снежный покров держится 180-220 дней и имеет среднюю высоту 40-70 см.

При проектировании зданий и сооружений, и их инженерной защиты от опасных природных процессов следует учитывать, что геологические процессы, распространенные на территории изысканий, согласно СП 115.13330.2016 (прил. Б) характеризуются следующими категориями опасности:

- по землетрясениям – умеренно опасные;
- по пучинистости – весьма опасные;
- по подтоплению – умеренно опасные.

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

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

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Проектной документацией предусматривается:

- обустройство кустовой площадки №501 с общим фондом скважин – 24 шт. (в т.ч. добывающих – 14, нагнетательных – 8 шт., водозаборных – 2);
- обустройство кустовой площадки №502 с общим фондом скважин – 24 шт. (в т.ч. добывающих – 12, нагнетательных – 10 шт., водозаборных – 2);
- строительство трубопроводов нефти выкидных от добывающих скважин до измерительной установки (ИУ);
- строительство высоконапорных водоводов от водозаборных скважин до нагнетательных скважин;
- дренажная емкость (1 шт. на каждой кустовой площадке).

Эксплуатация добывающих скважин на кустовой площадке предусматривается механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосных установок (ЭЦН).

Для кустовых площадок № 501, 502 расчетное давление на устье добывающих скважин принято $P_{расч.}=4,0$ МПа.

Нагнетательные скважины кустовых площадок №501, 501 подлежат отработке на нефть и соответственно оборудуются на время отработки электроцентробежными погружными насосами.

Расчетное давление высоконапорных водоводов – 21,0 МПа.

Для сбора продукции скважины принята герметизированная система сбора и транспорта продукции, исключающая потери нефти в системе нефтесбора при нормальном режиме работы, своевременном профилактическом осмотре и ремонте оборудования, трубопроводов и арматуры.

Обзорная схема расположения объекта представлена на рисунке 2.1.

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------|---------|------|-------|-------|------|--------------|--------------|--------------|------|--|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист | |
| | | | | | | | | | 4 | |
| 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | | | | | | | | | Лист | |
| | | | | | | | | | 4 | |

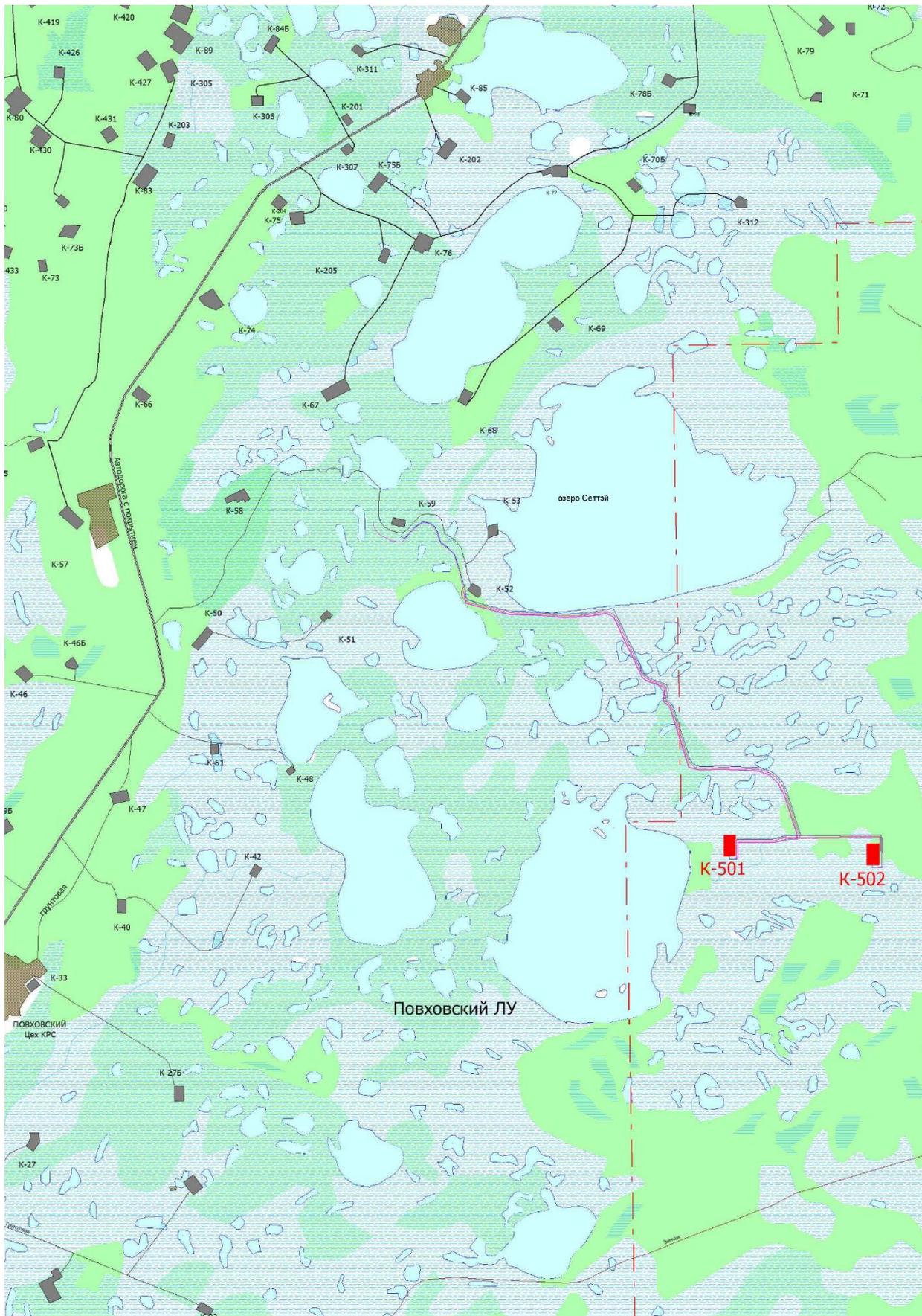


Рисунок 2.1 – Обзорная схема расположения проектируемых объектов

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

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

08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ

2.2 Сведения о работниках и иных физических лицах, включая население

На площадках кустов скважин постоянные рабочие места отсутствуют. Появление персонала предприятия (или персонала подрядных организаций) возможно при проведении периодического обслуживания технологического оборудования. Численность персонала, занимающегося периодическим осмотром и обслуживанием может составлять от 1 до 8 человек.

На прилегающей территории нет населенных пунктов с постоянно проживающим населением.

2.3 Сведения об опасных веществах

Основными взрывопожароопасными веществами, обращающимися на проектируемых объектах, выбросы которых могут привести к возникновению ЧС, являются: нефть, попутный нефтяной газ.

Характеристики опасных веществ, обращающихся на проектируемых объектах, или присутствующих на них, приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 - Характеристика опасного вещества – нефть

| Наименование параметра | Параметр |
|--|---|
| 1. Название вещества: | Нефть |
| а) химическое | углеводороды |
| б) торговое | нефть |
| 2. Вид | Горючая жидкость |
| 3. Химическая формула: | |
| а) эмпирическая | C_nH_{2n+2} – предельные у/в, C_nH_{2n} – нафтенy |
| 4. Физические свойства: | |
| а) молекулярный вес, г/моль | 310 |
| б) температура начала кипения при $P=101,325$ кПа, °C | ≥ 104 |
| в) плотность при $t=20^\circ C$, $P=101,325$ кПа, кг/м ³ | 839...847 |
| Г) газовый фактор, м ³ /т | 78...108 |
| 5. Данные о взрывопожароопасности: | |
| а) температура вспышки в закрытом тигле, °C | минус 1 |
| б) температура самовоспламенения, °C | 223-375 |
| в) пределы взрываемости в смеси с воздухом, % | 1,2-8,0 |
| 7. Данные о токсической опасности: | |
| а) класс опасности | 3 |
| б) ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ | 10 |
| в) ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³ | 50 (углеводороды C ₁ -C ₅) |
| 8. Реакционная способность | В воде практически нерастворима |
| 9. Запах | Специфический |
| 10. Коррозионное воздействие | Присутствует |
| 11. Меры предосторожности | Должна быть предусмотрена вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов, индивидуальные средства защиты. Искусственное освещение выполняется во взрывозащищенном исполнении. |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ

6

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

| Наименование параметра | Параметр |
|---|--|
| | <p>При разливе собрать в отдельную тару, место разлива протереть тряпкой. При разливе на открытой площадке - место разлива засыпать песком с последующим его удалением.</p> <p>Соблюдение требований пожарной безопасности. Не допускается пользоваться инструментами, дающими при ударах искру.</p> |
| 12. Информация о воздействии на людей | <p>Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи) могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют так же, 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 раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.</p> |
| 13. Средства защиты органов дыхания | <p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) – шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших концентрациях углеводородов в воздухе – фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов – сульфированное касторовое масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ПМ-1, ИЭР-1, ИЭР-2. Спецодежда, спецобувь, ее стирка и очистка.</p> |
| 14. Методы перевода веществ в безвредное состояние | <p>Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров углеводородов в воздухе создание водных завес и преград. Средства тушения – пены на основе фторированных пенообразователей.</p> |
| 15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | <p>Освободить от стесняющей одежды, обеспечить покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника, ингаляция увлажненным кислородом, промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания – вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание (продолжать непрерывно до восстановления самостоятельного дыхания или появления трупных пятен). Обложить грелками, остерегаться от простуды. Срочная госпитализация. Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано.</p> |

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

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

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Лист

7

Таблица 2 – Характеристика опасного вещества – нефтяной попутный газ

| Наименование параметра | Параметр |
|---|--|
| 1. Название вещества: а) химическое б) торговое | Газ |
| 2. Вид | газ |
| 3. Химическая формула: а) эмпирическая | $C_nH_{2n(+1)}$ |
| 4. Физические свойства: а) температура кипения при $P=101,325$ кПа, °С б) плотность при $t=20^\circ\text{C}$, $P=101325$ Па, кг/м ³ в) теплота сгорания, МДж/м ³ г) молекулярный вес, г/моль д) состав, %моль | минус 161,3 (метан) 1,233 – 1,247 43,3...47,6 21,4 CH ₄ - 75,009 C ₂ H ₆ - 5,214; C ₃ H ₈ - 5,815; nC ₄ H ₁₀ - 1,445; iC ₄ H ₁₀ - 2,578; nC ₅ H ₁₂ - 0,754; iC ₅ H ₁₂ - 0,442; C ₆ H ₁₄ - 0,415; CO ₂ - 1,245; N ₂ - 2,547 |
| 5. Данные о взрывопожароопасности: а) температура самовоспламенения, °С б) температура воспламенения, °С в) пределы взрываемости в смеси с воздухом, % | 545...670 537 4...16 |
| 6. Данные о токсической опасности: а) класс опасности б) ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ в) ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³ г) летальная токсодоза LCt ₅₀ , мг/м ³ | 4 300 50 - |
| 7. Реакционная способность | В химические реакции в н.у. не вступает |
| 8. Запах | Не имеет |
| 9. Коррозионное воздействие | Коррозионная активность низкая |
| 10. Меры предосторожности | На трассе газопроводов необходимо исключать присутствие источников открытого огня. В помещениях цехов необходимо следить за исправностью систем вентиляции. |
| 11. Информация о воздействии на людей | Главные опасности связаны: 1) с возможной утечкой и воспламенением газа с последующим воздействием тепловой радиации; 2) с удушьем при 15-16% снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом. |
| 12. Средства защиты органов дыхания | Специальных СИЗ в компрессорных цехах и на трассе газопроводов не требуется. |
| 14. Методы перевода веществ в безвредное состояние | В силу малотоксичности газа химические методы не предусмотрены. При утечке газа в помещении цехов включается аварийная вентиляция. |
| 15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника. |

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Лист

8

2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Количество опасного вещества в оборудовании рассчитывалось с учетом показателей обводненности (8%) и максимального газового фактора (108 м³/т). Сведения о количестве опасных веществ в проектируемом оборудовании представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

| Технологический блок, оборудование | | | Количество опасного вещества, т | | Физические условия содержания опасного вещества | | |
|--|--|-----------------------------------|---------------------------------|-------------|---|------------|-----------|
| Наименование технологического блока | Наименование оборудования по схеме | Кол.ед. оборуд., шт. или длина, м | В единице оборуд.,т | В блоке, т | Агр., сост. | Давл., МПа | Темп., °С |
| Кустовая площадка №501 | Замерная установка | 2 шт. | 0,78 /0,1 | 1,56 /0,2 | Жидкость /газ | 4,0 | 5...60 |
| | Емкость дренажная, V= 8 м ³ | 2 шт. | 6,26 /0,84 | 12,52 /1,68 | Жидкость /газ | Атм. | 5...60 |
| | Трубопровод выкидной, Ø89х6 | ≈950 м | 0,016 /0,002 | 15,04 /2,01 | Жидкость /газ | 4,0 | +60 |
| | Трубопровод нефтегазосборный, Ø114х5 | ≈184 м | 0,029 /0,004 | 5,31 /0,71 | Жидкость /газ | 4,0 | +60 |
| Кустовая площадка №502 | Замерная установка | 2 шт. | 0,78 /0,1 | 1,56 /0,2 | Жидкость /газ | 4,0 | 5...60 |
| | Емкость дренажная, V= 8 м ³ | 2 шт. | 6,26 /0,84 | 12,52 /1,68 | Жидкость /газ | Атм. | 5...60 |
| | Трубопровод выкидной, Ø89х6 | ≈780 м | 0,016 /0,002 | 12,35 /1,65 | Жидкость /газ | 4,0 | +60 |
| | Трубопровод нефтегазосборный, Ø114х5 | ≈148 м | 0,029 /0,004 | 4,28 /0,57 | Жидкость /газ | 4,0 | +60 |
| Всего опасного вещества | | | | | | | |
| – горючая жидкость, используемая в технологическом процессе, т | | | | | 65,14 | | |
| – попутный нефтяной газ, т | | | | | 8,7 | | |

Согласно ст.2 Федерального закона №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые объекты являются опасными производственными объектами и подлежат регистрации в государственном реестре ОПО.

Площадки кустов скважин, согласно п.1, 3, 10 Приложения 2 Федерального закона №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», предварительно классифицируется как опасный производственный объект III класса опасности.

Федерального закона №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|--------------|--|---------------|--|------|---------|------|--------|-------|------|------|---|
| Взам. инв. № | | Подп. и дата | | Инов. № подл. | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Лист | 9 |
| | | | | | | | | | | | | | |
| 08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ | | | | | | | | | | | | | |

Рекомендации по уменьшению риска предусматривают технические и организационные мероприятия обеспечения безопасности. Эти мероприятия включают решения по предупреждению возникновения аварийной ситуации и решения по уменьшению тяжести последствий аварии.

Для оценки опасностей и риска при авариях использовались следующие действующие методологические и нормативно-технические документы:

- ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля (предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паровоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве).
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС России №404 от 10.07.2009 (расчет параметров взрыва топливно-воздушных смесей, параметров теплового излучения пожара пролива);
- СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (вероятность поражения человека в зависимости от длины факела).
- Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки степени риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 (показатели риска, значения критического давления для разрушения ударной волной тех или иных элементов зданий; значения критического давления для повреждений некоторых промышленных конструкций);
- Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137);
- Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (Приказ Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158);
- Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утв. приказ Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317;
- Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» (Приказ Ростехнадзора от 17.09.2015 № 366).

При расчетах использовались свойства опасных веществ из таблиц 1-2 данной расчетно-пояснительной записки.

Параметры рабочих сред определялись по данным таблицы 3 данной расчетно-пояснительной записки.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|---------------------------------|---------|------|-------|-------|------|------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | | | | | | 11 |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | |

При определении количества вещества, участвующего в аварии, были сделаны следующие допущения:

- время реагирования персонала на закрытие арматуры при полной разгерметизации оборудования при дистанционном управлении – 120 с;
- расчётное время отключения трубопроводов (т.е., промежуток времени от начала разгерметизации выбросом жидкости до полного прекращения поступления жидкости в окружающее пространство) определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки с учетом паспортных данных на запорные устройства, параметров системы обнаружения утечек и действий диспетчера, характера технологического процесса и вида расчетной аварии, но не более 3 600 сек.;
- количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов в помещении соответствует стехиометрической концентрации опасного вещества во взрывоопасном парогазовом облаке;

При расчете количества опасных веществ, участвующих в аварии на нефтепроводе рассматривалось 2 вида дефектов: «свищ» (D=12,5 мм) и «трещина» площадью сечения трубопровода $S=S_{тр}$.

Параметры дефектных отверстий приняты согласно Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС России №404 от 10.07.2009

При проведении расчетов, в качестве консервативного допущения, предполагалась быстрая полная дегазация нефти (по газовому фактору). Испарением разгазированной нефти можно пренебречь.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|-------|-------|------|---------------------------------|------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | 12 |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

4 Идентификация опасности аварий

4.1 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

В качестве источников информации по авариям, имевшим место на других аналогичных объектах и авариям, связанным с обращающимися опасными веществами, были использованы:

- периодическое издание «Безопасность труда в промышленности»;
- ежегодные государственные доклады «О состоянии защиты населения и территорий Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте. Учебное пособие. Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2003. – 352 с.;
- Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России. Под ред. Ю.А. Даданова, В.Я. Кершенбаума. – М.: АНО «Технонефтегаз», 2001. – 214 с.;
- www.gosnadzor.ru. Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- www.mchs.gov.ru. Официальный сайт Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;
- riskprom.ru. Анализ опасностей и оценка техногенного риска.

Сведения об авариях, имевших место на аналогичных опасных производственных объектах или авариях, связанных с обращающимися опасными веществами, приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах

| Дата | Вид аварии | Описание аварии и основные причины | Масштабы развития аварии |
|----------|--------------|---|---|
| 04.02.08 | Выброс нефти | Авария на кустовой площадке № 3 нефтепромысла № 3 ЮжноХыльчуйского месторождения. При бурении водозаборной скважины № 1В3 на установке УПА-60×80 породоразрушающим инструментом была нарушена целостность эксплуатационной колонны нефтедобывающей скважины № 224 с последующим открытым выбросом нефтегазосодержащей жидкости через затрубное пространство скважины. | Количество поступившей из аварийной скважины нефтесодержащей жидкости составило 35 т, площадь загрязнения ≈800 м ² . |
| 23.01.12 | Выброс нефти | Авария произошла в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - при плановом обходе системы сбора нефти обнаружен выход на поверхность нефтесодержащей жидкости в результате разгерметизации нефтесборного коллектора между ДНС-10 и ДНС-1В (пикет А3). | Ориентировочный объем утечки 50 м ³ . |
| 26.03.13 | Выброс нефти | Сахалинская обл., Ногликский район, нефтепровод «РН-Сахалинморнефтегаз» | Разлив нефти на участке составил 200 м ² |

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

| Дата | Вид аварии | Описание аварии и основные причины | Масштабы развития аварии |
|----------|-------------------------------|---|---|
| | | Произошел порыв и утечка нефтепродуктов с центрального коллектора нефтепровода с последующим возгоранием. | |
| 26.08.13 | Выброс нефти | ЯНАО, Красноселькупский район На нефтепроводе «Ванкорское месторождение - КНПС «Пурпе» произошел выход нефти на поверхность в объеме около 4,2 тонн. | Загрязнению подверглась территория тундры площадью 55 м ² |
| 09.01.14 | Выброс нефти | ООО «Лукойл-Коми» ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьягинского нефтяного месторождения На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения. | Площадь загрязнения составила 25 м ² . В результате происшествия погибших и пострадавших нет. |
| 06.03.14 | Выброс нефти | Республика Коми, ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми В результате разгерметизации на 15-й км межпромыслового нефтепровода «ДНС Макарьельское - УПН Щельяюр» произошёл разлив нефтесодержащей жидкости. Причиной возникновения сквозного катастрофического повреждения поперечного сварного шва фрагментов труб 273x8 нефтепровода ДНС «Макарьельское» - УПН «Щельяюр» КЦДНГ-5 явились дефекты сварного соединения, полученные в результате нарушения технологии выполнения строительно-монтажных работ. В процессе эксплуатации на дефектах внутренней поверхности шва образовались коррозионные повреждения в виде крупных каверн с последующим эрозийным процессом выноса материала из зоны повреждения скоростным потоком технологической жидкости до полного сквозного разрушения сварного шва | Количество вытекшей жидкости - 1-2 м ³ |
| 26.03.14 | Выброс нефти и попутного газа | Республика Башкортостан, ООО «Башнефть-Добыча», скважина №537 Метелинского месторождения ЦДНГ-1 НГДУ «Уфанефть». Произошел неконтролируемый выброс нефти и попутного газа на скважине. Причины: 1. Нарушение утвержденной схемы оборудования устья скважины для проведения работ по свабированию для вызова притока нефти. 2. Использование неисправного герметизирующего устройства кабеля (лубрикатора). 3. Отсутствие у ООО «Башнефть – Добыча» Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлениях (ГНВП), согласованной противодонной службой. | Экономический ущерб составил 1164 тыс. руб. |
| 08.09.14 | Выброс газа | При проведении буровых работ на кустовой площадке №47 газового месторождения ЯНАО, Ямал СПГ, возникло газопроявление с | Пострадало 9 человек. |

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

| Дата | Вид аварии | Описание аварии и основные причины | Масштабы развития аварии |
|----------|--|--|---|
| | | последующим возгоранием газа. | |
| 11.01.15 | Выброс нефти | Обнаружен выход углеводородного сырья на трассе трубопровода от троечки УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-Краснодарнефтегаз» 5 км от УППНиВ Троицкой в сторону г. Крымска Причины: локальная сквозная коррозия тела нефтепровода; недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации | Ущерб составил 1954509,51 руб. |
| 18.10.18 | Разрыв пневмогидро компенсатора в насосном блоке. | ООО «Варьеганская нефтяная буровая компания». При проведении буровых работ на скважине № 1620 Бахиловского месторождения ООО «Варьеганская нефтяная буровая компания» в насосном блоке произошел разрыв пневмогидрокомпенсатора. Причины: 1. Не произведен технический осмотр предохранительного клапана согласно инструкции завода изготовителя. 2. Ненадлежащая организация производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации ОПО. 3. Отсутствие контроля за процессом ведения работ со стороны ответственных лиц. | В результате аварии пострадало 2 человека из них 1 смертельно. Экономический ущерб от аварии составил: 470 тыс. руб. |
| 13.03.18 | Газонефтеводопроявление, открытый фонтан, возгорание | ОАО «Варьеганнефть». При проведении работ по капитальному ремонту скважины (КРС) № 4388 кустовой площадке № 230 Варьеганского месторождения (нефтесервисной организацией ООО «РИВР») произошло газонефтеводопроявление, перешедшее в открытый фонтан, с последующим возгоранием. | Смертельно травмирован бурильщик КРС (ООО «РИВР») 6 разряда, 1989г.р. Экономический ущерб от аварии составил 1 млн 633 тыс. 851 руб. из них экологический ущерб 195 руб. |

4.2 Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Несмотря на предпринимаемые меры в области промышленной безопасности полностью исключить вероятность возникновения аварий практически невозможно.

В большинстве случаев аварии вызываются нарушением технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов, низкой трудовой и технологической дисциплиной, несоблюдением мер безопасности, отсутствием должного надзора за состоянием оборудования.

Причины возникновения аварийных ситуаций на промышленном объекте можно условно объединить в следующие взаимосвязанные группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

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

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

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Лист

15

«Взрыв паровоздушной смеси»

Сценарий ГЖ1.3

Частичная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → образование взрывоопасного паровоздушного облака (смеси) → взрыв паровоздушного облака (смеси) от горячей поверхности или открытого источника огня с образованием ударной волны → барическое воздействие ударной волны на смежное оборудование, сооружения, здания площадочного объекта, а также на персонал объекта → разрушение или повреждение оборудования, зданий и сооружений на объекте, гибель или получение людьми травм различной степени тяжести → локализация и ликвидация аварии.

Сценарий ГЖ2.3

Частичная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → образование взрывоопасного паровоздушного облака (смеси) → взрыв паровоздушного облака (смеси) от горячей поверхности или открытого источника огня с образованием ударной волны → барическое воздействие ударной волны на смежное оборудование, сооружения, здания площадочного объекта, а также на персонал объекта → разрушение или повреждение оборудования, зданий и сооружений на объекте, гибель или получение людьми травм различной степени тяжести → локализация и ликвидация аварии.

В таблице 5 представлен перечень сценариев аварийных ситуаций, характерных для технологического оборудования декларируемого объекта.

Таблица 5 – Возможные сценарии аварийных ситуаций на декларируемом объекте

| Наименование оборудования | Возможные сценарии аварий |
|------------------------------|--|
| Кустовая площадка № 501, 502 | |
| Установка измерительная | ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3 |
| Выкидные трубопроводы | ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3 |
| Нефтеборный коллектор | ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3 |

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

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|---------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 20 |

5 Анализ риска аварий

5.1 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Масса опасных веществ, способных участвовать в идентифицированных сценариях аварий, оценивалась на основе анализа технологии и режимных параметров обращения с опасными веществами.

Количество вещества, участвующее в аварии при разрушении технологического оборудования, принималась равным сумме:

- массы вещества, содержащегося в аварийном трубопроводе;
- массы вещества, поступившей из трубопровода за время закрытия отсечных задвижек.

При определении количества вещества, принимающего участие в создании поражающих факторов, были сделаны следующие допущения:

- масса газа, участвующего в образовании ударной волны при дефлаграционном сгорании ТВС в результате разрушения оборудования с газом/нефтью, принималась равной массе газа, растворенного в нефти;
- при проведении расчетов, в качестве консервативного допущения, предполагалась быстрая полная дегазация нефти. Испарение разгазированной нефти не учитывалось.

Максимальное количество опасных веществ, участвующих в аварии и участвующих в создании поражающих факторов по рассмотренным сценариям, представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Количество опасного вещества, участвующего в аварии и участвующего в создании поражающих факторов

| № сценария | Наименование оборудования, № по схеме | Последствия аварии | Основной поражающий фактор | Количество опасного вещества, т | | | |
|-------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------------|-------|---|-------|
| | | | | участвующего в аварии | | участвующего в создании поражающих факторов | |
| | | | | ЖФ | ГФ | ЖФ | ГФ |
| <i>Кустовая площадка №501</i> | | | | | | | |
| ГЖ1.1 | Установка измерительная | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,027 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,462 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,462 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,139 |
| ГЖ1.1 | Выкидные трубопроводы Н19 | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |

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

| № сценария | Наименование оборудования, № по схеме | Последствия аварии | Основной поражающий фактор | Количество опасного вещества, т | | | |
|-------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------------|-------|---|-------|
| | | | | участвующего в аварии | | участвующего в создании поражающих факторов | |
| | | | | ЖФ | ГФ | ЖФ | ГФ |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,009 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,538 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,538 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,054 |
| ГЖ1.1 | Нефтеоборудование коллектор Н1 | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,009 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 7,26 | 0,972 | 7,26 | 0,972 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 7,26 | 0,972 | 7,26 | 0,972 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 7,26 | 0,972 | 7,26 | 0,097 |
| <i>Кустовая площадка №502</i> | | | | | | | |
| ГЖ1.1 | Установка измерительная | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,027 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,462 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,462 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 3,45 | 0,462 | 3,45 | 0,139 |
| ГЖ1.1 | Выкидные трубопроводы Н19 | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,009 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,538 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,538 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 4,017 | 0,538 | 4,017 | 0,054 |
| ГЖ1.1 | Нефтеоборудование коллектор Н1 | Утечка без воспламенения | Токсическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлива | Термическое поражение | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,091 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв облака ТВС | Барическое воздействие | 0,682 | 0,091 | 0,682 | 0,009 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ

22

Изм. Кол.уч. Лист №доку. Подп. Дата

– при взрывах ГПВС (ПВС) на открытой площадке смертельному воздействию подвергается персонал, находящийся в зоне действия воздушной ударной волны с избыточным давлением $\Delta P_{ф}=120$ кПа (согласно Приложения 5 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО»). Каскадное развитие аварии не учитывалось.

– при взрывах ТВС на открытой площадке персонал, попадающий в зону действия ударной воздушной волны с давлением во фронте выше 70 кПа, может получить травмы различной степени тяжести (согласно Приложения 5 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО»).

– при взрывах ТВС в закрытых помещениях смертельному воздействию подвергается персонал, находящийся непосредственно в аварийном помещении.

В случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией скважины или выкидных трубопроводов в зоны действия поражающих факторов возможных аварий может попасть только обслуживающий персонал (технологический или ремонтный), либо персонал, принимающий участие в ликвидации аварии.

К указанной категории людей относятся:

- персонал бригады по ремонту оборудования;
- персонал аварийной бригады при ликвидации последствий аварии
- персонал месторождения (операторы по добычи нефти).

Учитывая подготовленность персонала к действиям в аварийной ситуации, а также локальный характер действия поражающих факторов возможных аварий, предполагается, что, в случае выброса газонефтяной смеси без воспламенения в режиме штатной эксплуатации пострадавших среди персонала объекта не ожидается.

Погибшие (2 чел.) и раненные (2 чел.) среди обслуживающего персонала, возможны при реализации сценария аварии с разливом нефти на поверхность и последующим пожаром. При реализации сценария аварии с разливом нефти на поверхность и последующим взрывом паров нефти пострадавшие не прогнозируются, так как максимальное избыточное давление взрыва паров нефти не превышает 70 кПа. Для консервативной оценки принимается наличие пострадавших в количестве – 1 человек.

В случае разгерметизации оборудования в помещении и воспламенении выброса смертельное поражение получит 1-2 человека (по количеству человек, находящихся в момент аварии в блоке).

Нахождение третьих лиц в зоне действия поражающих факторов, без возможности своевременной эвакуации, маловероятно. Смертельное поражение третьих лиц не прогнозируется.

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

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

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

Максимальные количества погибших и пострадавших представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Максимально возможное количество погибших и пострадавших в результате реализации аварий на декларируемых объектах

| № сценария | Наименование оборудования | Наименование зоны поражения | Потери, чел. | |
|------------------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------|-------------|
| | | | санитарные | смертельные |
| Кустовая площадка №501, №502 | | | | |
| ГЖ1.1 | Установка измерительная | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлития | 0 | 2 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв ТВС | 0 | 2 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлития | 0 | 2 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв ТВС | 0 | 2 |
| ГЖ1.1 | Выкидные трубопроводы | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлития | 1 | 1 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв ТВС | 1 | 0 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлития | 2 | 2 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв ТВС | 1 | 0 |
| ГЖ1.1 | Нефтеcборный коллектор | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ1.2 | | Пожар разлития | 1 | 1 |
| ГЖ1.3 | | Взрыв ТВС | 1 | 0 |
| ГЖ2.1 | | Утечка без воспламенения | 0 | 0 |
| ГЖ2.2 | | Пожар разлития | 2 | 2 |
| ГЖ2.3 | | Взрыв ТВС | 1 | 0 |

5.4 Результаты анализа риска

Оценка риска аварий проводится в соответствии с положениями Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 №144) и Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС №404 от 10.07.2009 г.).

Оценка частоты возникновения событий с определенными негативными последствиями проводится экспертно на основе статистических данных и с применением метода «Анализ дерева событий».

Удельные частоты разгерметизации технологических трубопроводов и оборудования приняты согласно Приложению №4 к Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 №144) и Приложению 3 к п. 15 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС №404 от 10.07.2009 г.).

Условные вероятности возникновения различных сценариев приняты согласно табл. П2.1 Приложения 2 к п. 17 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС №404 от 10.07.2009 г.).

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

На рисунке 5.1 представлены «деревья событий» сценариев аварий для проектируемого объекта.

Деревья событий сформированы согласно Приложению 8 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

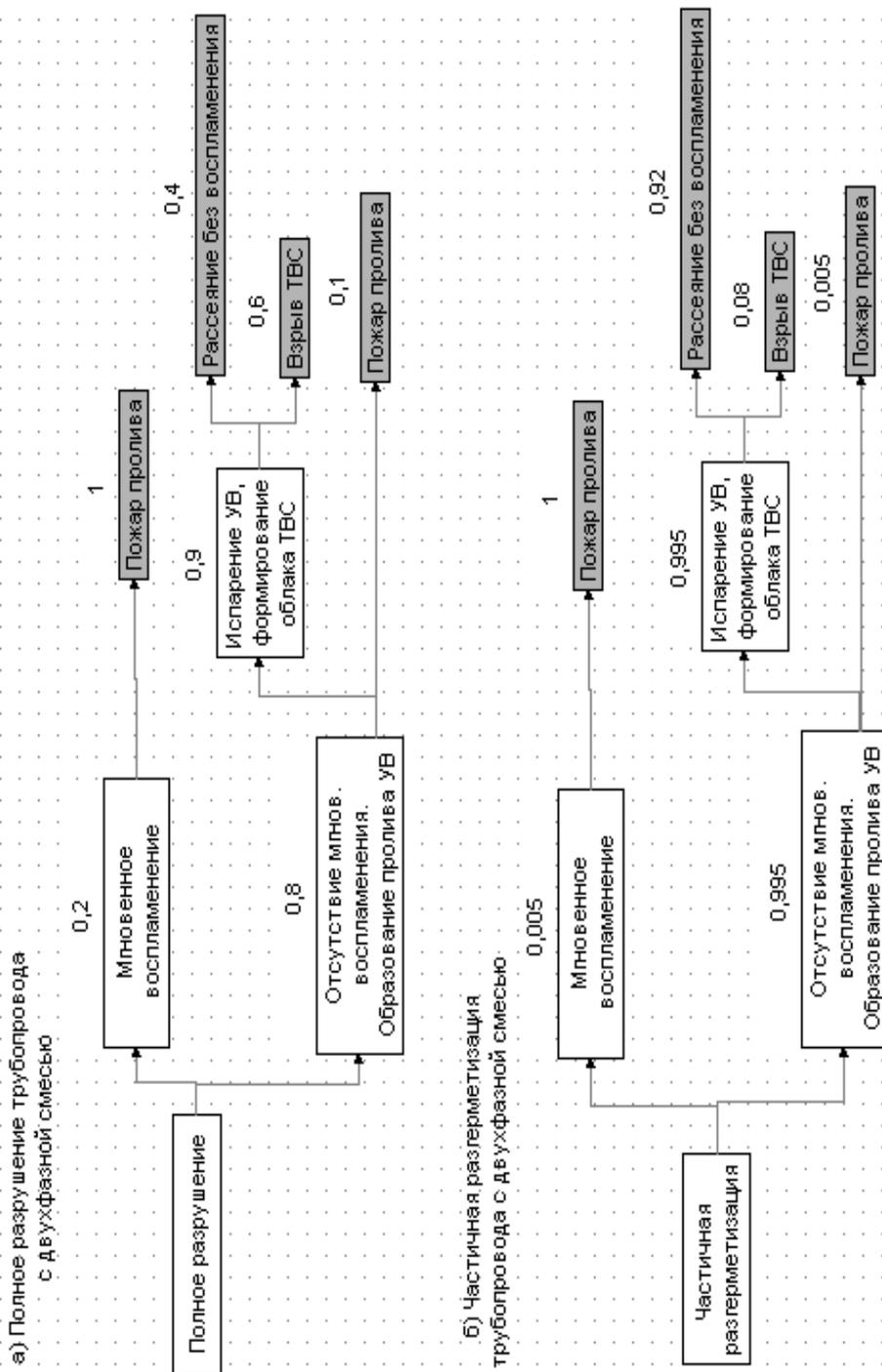


Рисунок 5.1. «Дерево событий» сценариев аварий с частичной (а) и полной (б) разгерметизацией оборудования и трубопроводов, содержащих углеводородные жидкости и 2-х фазные смеси

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

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

6 Рекомендации по уменьшению риска

В соответствии со ст. 93 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» нормативная величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не должна превышать 10^{-6} в год.

Величина индивидуального пожарного риска на территории проектируемых объектов составляет $7,2 \times 10^{-10}$ год⁻¹, что соответствует критериям приемлемого риска.

В соответствии с ГОСТ 22.10.02-2016 допустимый индивидуальный риск чрезвычайных ситуаций для Ханты-Мансийского автономного округа составляет $2,06 \times 10^{-5}$. Величина рассчитанного индивидуального пожарного риска на территории проектируемых объектов не превышает критерий допустимого индивидуального риска чрезвычайных ситуаций для Ханты-Мансийского автономного округа.

Фоновый риск гибели людей на российских опасных производственных объектах за 1991-2015 гг. (по данным сайта RiskProm.ru) в нефтедобыче составляет $1,3 \times 10^{-4}$ (1/год). Величина рассчитанного индивидуального пожарного риска на территории проектируемых объектов не превышает фоновый риск гибели людей в нефтедобыче.

В качестве реализации перспективных мероприятий по уменьшению риска аварий и повышению промышленной безопасности на проектируемом объекте предлагаются мероприятия:

- проведение профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществление контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнение аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
- проведение своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведение систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключение договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудование для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведение сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;

| | | | | | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------------------------|--|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 31 |

- обеспечение надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствование мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа;
- проведение периодического экспертного контроля оборудования неразрушающими методами;
- своевременное выполнение предписаний Ростехнадзора и других надзорных органов;
- регулярная проверка наличия и поддержания в готовности средств индивидуальной и коллективной защиты.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|--------|-------|------|---------------------------------|------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | 08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | 32 |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | |

Сокращения

| | |
|------|--|
| ГЖ | Горючая жидкость |
| ДНС | Дожимная насосная станция |
| КРС | Капитальный ремонт скважин |
| ЛВЖ | Легковоспламеняющаяся жидкость |
| МЧС | Министерство по чрезвычайным ситуациям |
| ОПО | Опасный производственный объект |
| ПДК | Предельно-допустимая концентрация |
| ППД | Поддержание пластового давления |
| ТВС | Топливо-воздушная смесь |
| ТПП | Территориальное производственное предприятие |
| ЦДНГ | Цех добычи нефти и газа |
| ЧС | Чрезвычайная ситуация |

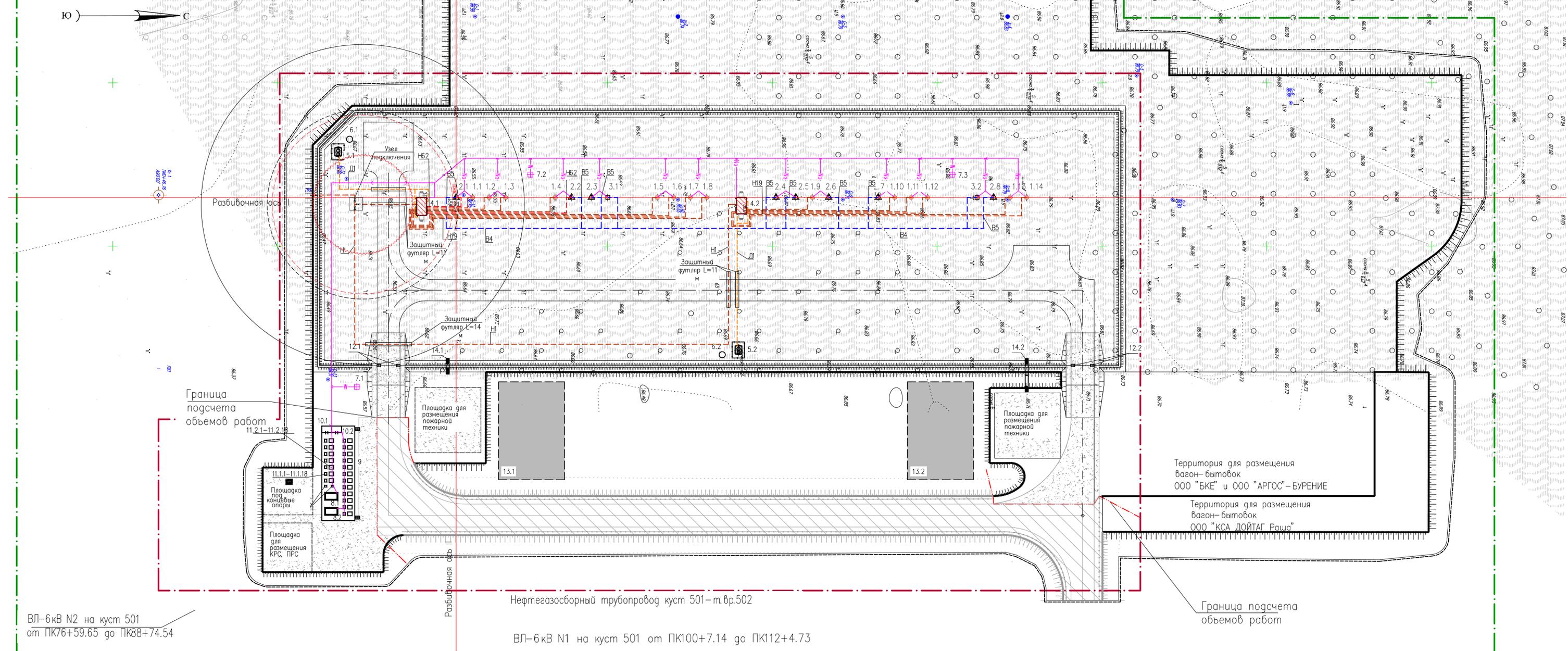
| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|-------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | 08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | 34 |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Таблица регистрации изменений

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|------|-------------------------|------------|-------|----------------|-------------------------------|------------|-------|------|
| | измененных | замененных | новых | аннулированных | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|--|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | 08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ | | Лист |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | |

Свободный план инженерных сетей (М1:500)



Экспликация зданий и сооружений

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|----------------|---|---------------------------|
| 1 этап | | |
| 2.1 | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть | - |
| 1.1 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.2 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.3 | Устье добывающей скважины | - |
| 4.1 | Установка измерительная на 12 подключений (2 резерв.) | - |
| 5.1 | Емкость дренажная, V=8 м³ | - |
| 6.1 | Молниеотвод | - |
| 7.1, 7.2 | Мачта прожекторная | - |
| 8.1 | Комплектная трансформаторная подстанция | - |
| 9 | Площадка под силовое оборудование | - |
| 10.1 | Блок местной автоматики | - |
| 11.11-11.14 | Станция управления | - |
| 11.21-11.24 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 12.1 | Ворота | - |
| 13.1, 13.2 | Пожарный водоем | - |
| 14.1, 14.2 | Переходы через обвалование | - |
| 15.1, 15.2 | УКРМ | - |
| 2 этап | | |
| 1.4 | Устье добывающей скважины | - |
| 2.2 | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть | - |
| 2.3 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 3.1 | Устье водозаборной скважины | - |
| 11.15-11.17 | Станция управления | - |
| 11.25-11.27 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 3 этап | | |
| 1.5 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.6 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.7 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.8 | Устье добывающей скважины | - |
| 11.18-11.111 | Станция управления | - |
| 11.28-11.211 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 4 этап | | |
| 2.4 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 2.5 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 1.9 | Устье добывающей скважины | - |
| 2.6 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 4.2 | Установка измерительная на 8 подключений | - |
| 5.2 | Емкость дренажная, V=8 м³ | - |
| 6.2 | Молниеотвод | - |
| 8.2 | Комплектная трансформаторная подстанция | - |
| 10.2 | Блок местной автоматики | - |
| 11.1.12 | Станция управления | - |
| 11.2.12 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 5 этап | | |
| 2.7 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 1.10 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.11 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.12 | Устье добывающей скважины | - |
| 11.113-11.115 | Станция управления | - |
| 11.213-11.215 | Трансформатор питания погружных насосов | - |

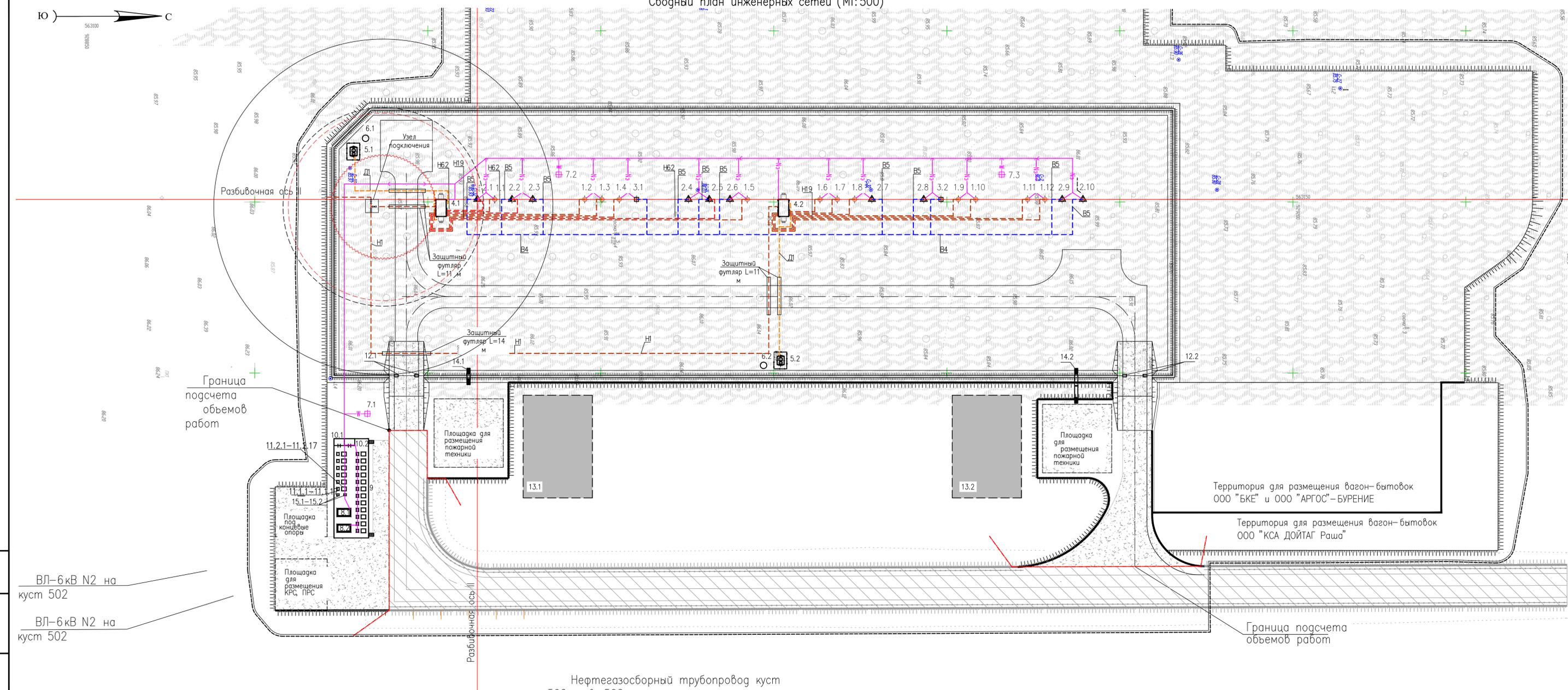
Экспликация зданий и сооружений

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|----------------|---|---------------------------|
| 6 этап | | |
| 3.2 | Устье водозаборной скважины | - |
| 2.8 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 1.13 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.14 | Устье добывающей скважины | - |
| 7.3 | Мачта прожекторная | - |
| 11.1.16-11.118 | Станция управления | - |
| 11.2.16-11.218 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 12.2 | Ворота | - |

Условные обозначения и изображения

| Обозначение | Наименование |
|-------------|--|
| | Устье добывающей скважины |
| | Устье водозаборной скважины |
| | Устье нагнетательной скважины |
| | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть |
| | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть |
| | Высоконапорный водовод от водозаборной скважины |
| | Высоконапорный водовод на нагнетательные скважины |
| | Трубопровод дренажа от ИУ |
| | Щебеночное покрытие |
| | Граница подсчета объемов работ |
| | Зона действия ВУВ взрыва внутри помещения (сценарий ГЖ2.3) |
| | Зона с интенсивностью теплового излучения 10,5 кВт/м² (Сценарий ГЖ2.2, R=15,1 м) |
| | Зона с интенсивностью теплового излучения 4,2 кВт/м² (Сценарий ГЖ2.2, R=27,4 м) |
| | Зона средних разрушений, P=28 кПа. (Сценарий ГЖ2.3, R=27,8 м) |
| | Зона умеренных повреждений, P=12 кПа. (Сценарий ГЖ2.3, R=49,3 м) |

| | | | |
|--|-----------|----------|---|
| 08-2289.2/2000684-АОР.ГЧ1 | | | |
| "Обустройство кустов скважин №501, 502 Побовского лицензионного участка" | | | |
| Изм. | Код уч. | Лист | № док. |
| Разраб. | Семейкина | 05.04.21 | 05.04.21 |
| Куст скважин №501 | | | Лист |
| | | | 1 |
| Н. контр. | Хабронин | 05.04.21 | Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. Пути ввода и вывода АС. |
| ИП | Хабронин | 05.04.21 | (М1:500) |
| ООО "СоюзНефтеГаз" | | | |



Нефтегазосборный трубопровод куст 502

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|-----------------|---|---------------------------|
| 1 этап | | |
| 2.1 | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть | - |
| 1.1 | Устье добывающей скважины | - |
| 2.2 | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть | - |
| 2.3 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 4.1 | Установка измерительная на 10 подключений | - |
| 5.1 | Емкость дренажная, V=8 м³ | - |
| 6.1 | Молниеотвод | - |
| 7.1, 7.2 | Мачта прожекторная | - |
| 8.1 | Комплектная трансформаторная подстанция | - |
| 9 | Площадка под силовое оборудование | - |
| 10.1 | Блок местной автоматики | - |
| 11.1.1-11.1.3 | Станция управления | - |
| 11.2.1-11.2.3 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 12.1 | Ворота | - |
| 13.1, 13.2 | Пожарный водоем | - |
| 14.1, 14.2 | Переходы через обвалование | - |
| 15.1, 15.2 | УКРМ | - |
| 2 этап | | |
| 1.2 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.3 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.4 | Устье добывающей скважины | - |
| 3.1 | Устье водозаборной скважины | - |
| 11.1.4-11.1.7 | Станция управления | - |
| 11.2.4-11.2.7 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 3 этап | | |
| 2.4 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 2.5 | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть | - |
| 2.6 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 1.5 | Устье добывающей скважины | - |
| 11.1.8-11.1.9 | Станция управления | - |
| 11.2.8-11.2.9 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 4 этап | | |
| 1.6 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.7 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.8 | Устье добывающей скважины | - |
| 2.7 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 4.2 | Установка измерительная на 8 подключений | - |
| 5.2 | Емкость дренажная, V=8 м³ | - |
| 6.2 | Молниеотвод | - |
| 8.2 | Комплектная трансформаторная подстанция | - |
| 10.2 | Блок местной автоматики | - |
| 11.1.10-11.1.12 | Станция управления | - |
| 11.2.10-11.2.12 | Трансформатор питания погружных насосов | - |
| 12.2 | Ворота | - |
| 5 этап | | |
| 2.8 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 3.2 | Устье водозаборной скважины | - |
| 1.9 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.10 | Устье добывающей скважины | - |
| 11.1.13-11.1.15 | Станция управления | - |
| 11.2.13-11.2.15 | Трансформатор питания погружных насосов | - |

| Номер на плане | Наименование | Координаты квадрата сетки |
|-----------------|---|---------------------------|
| 6 этап | | |
| 1.11 | Устье добывающей скважины | - |
| 1.12 | Устье добывающей скважины | - |
| 2.9 | Устье нагнетательной скважины | - |
| 2.10 | Устье нагнетательная скважины | - |
| 7.3 | Мачта прожекторная | - |
| 11.1.16-11.1.17 | Станция управления | - |
| 11.2.16-11.2.17 | Трансформатор питания погружных насосов | - |

Условные обозначения и изображения

| Обозначение | Наименование |
|-------------|---|
| | Устье добывающей скважины |
| | Устье водозаборной скважины |
| | Устье нагнетательной скважины |
| | Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть |
| | Трубопровод нефтегазосборный от ИУ |
| | Трубопровод выкидной от добывающей скважины |
| | Трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть |
| | Высоконапорный водовод от водозаборной скважины |
| | Высоконапорный водовод на нагнетательные скважины |
| | Трубопровод дренажа от ИУ |
| | Щебеночное покрытие |
| | Граница подсчета объемов работ |
| | Зона действия ВУВ взрыва внутри помещения (сценарий ГЖ.3) |
| | Зона с интенсивностью теплового излучения 10,5 кВт/м² (Сценарий ГЖ.2.2, R=15,2 м) |
| | Зона с интенсивностью теплового излучения 4,2 кВт/м² (Сценарий ГЖ.2.2, R=28,2 м) |
| | Зона средних разрушений, P=28 кПа (Сценарий ГЖ.2.3, R=28 м) |
| | Зона умеренных повреждений, P=12 кПа (Сценарий ГЖ.2.3, R=50 м) |

| | | | |
|----------|-----------|---|----------|
| | | 08-2289.2/20С0684-АОР.ГЧ2 | |
| | | "Обустройство кустов скважин №501, 502 Подводского лицензионного участка" | |
| Изм. | Код.уч. | Лист | Листов |
| Разраб. | Семейкина | 05.04.21 | 05.04.21 |
| | | Куст скважин №502 | |
| И.контр. | Хавронин | 05.04.21 | 05.04.21 |
| И.пр. | Хавронин | 05.04.21 | 05.04.21 |
| | | Зона действия парализующих факторов от наиболее опасной аварии: Пути ввода и вывода АЭС (М 1:500) | |
| | | ООО "СоюзНефтегаз" | |
| | | Страница | Лист |
| | | П | 1 |