

**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**

**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](mailto: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**

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

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
08-2289.2/20С0684-АОР-С	Содержание тома	2
08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ	Текстовая часть	3...37
	Графическая часть	
08-2289.2/20С0684-АОР.ГЧ1	лист 1 – Кустовая площадка №501. Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. М 1:500	38
08-2289.2/20С0684-АОР.ГЧ2	лист 1 – Кустовая площадка №502. Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. М 1:500	39

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	08-2289.2/20С0684-АОР-С						Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
									П		1	
			Разраб.	Семейкина		05.04.21						
			Н.контр.	Хавронин		05.04.21						
			ГИП	Хавронин		05.04.21						
ООО «СоюзНефтеГаз»												

## 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. №		<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>									
	Подп. и дата										
Инв. № подл.		Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>Текстовая часть</b>	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 инициирующих 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	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	
									2	
									08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ	

## 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 снеготранспорта до 150 м<sup>3</sup>/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	<b>08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ</b>	Лист
							3

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.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>						4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	



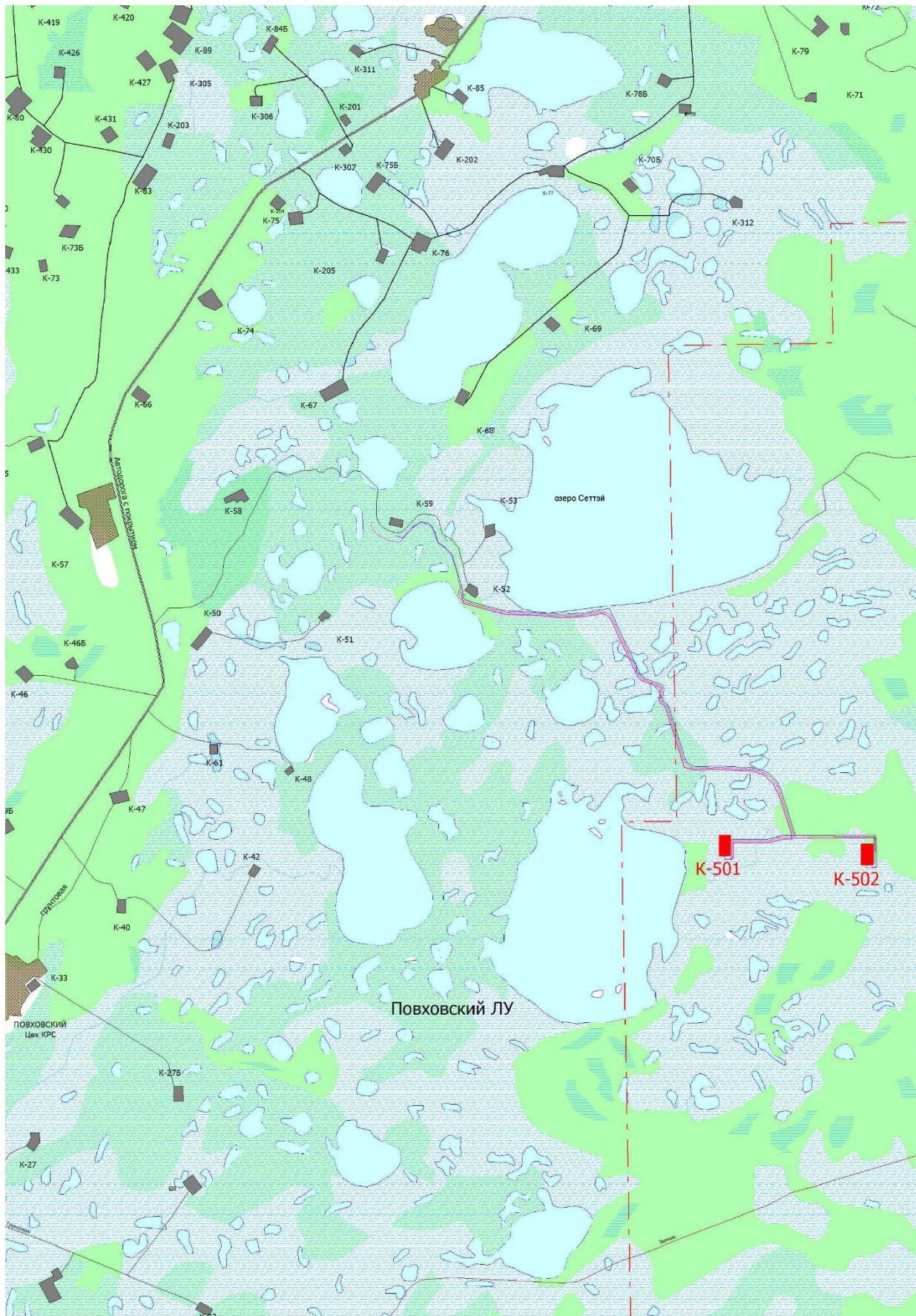


Рисунок 2.1 – Обзорная схема расположения проектируемых объектов

Инов. № подл.	Подп. 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	$\geq 104$
в) плотность при $t=20^\circ C$ , $P=101,325$ кПа, кг/м <sup>3</sup>	839...847
г) газовый фактор, м <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	10
в) ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup>	50 (углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )
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. Спецдежда, 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 <sup>3</sup> в) теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup> г) молекулярный вес, г/моль д) состав, %моль	минус 161,3 (метан) 1,233 – 1,247 43,3...47,6 21,4 CH <sub>4</sub> - 75,009 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - 5,214; C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - 5,815; nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> - 1,445; iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> - 2,578; nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> - 0,754; iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> - 0,442; C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> - 0,415; CO <sub>2</sub> - 1,245; N <sub>2</sub> - 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 <sup>3</sup> в) ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup> г) летальная токсодоза LCt <sub>50</sub> , мг/м <sup>3</sup>	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.

Лист

08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ

8

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

## 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 м<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	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	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 3 Описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения, исходные предположения и ограничения

В качестве метода оценки риска выбран полуколичественный метод «Анализ вида, последствий и критичности отказа». В основе данного метода лежит ранжирование каждого вида отказа с учетом двух аспектов критичности – вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа.

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

Данный метод позволяет проследить возможные аварийные ситуации, возникающие вследствие реализации отказа оборудования или прерывания процесса, которые выступают в качестве исходных инициирующих событий.

Анализ дерева событий представляет собой «осмысливаемый вперед» процесс, то есть процесс, при котором пользователь начинает с исходного события и рассматривает цепочки последующих событий аварий. Дерево событий предоставляет возможность в строгой форме записывать последовательности событий и определять взаимосвязи между инициирующими и последующими событиями, сочетание которых приводит к аварии. Наиболее важные из них определяются или путем ранжирования, или путем количественного анализа. Метод дерева событий хорошо приспособлен для анализа исходных событий, которые могут приводить к различным эффектам. Каждая ветвь дерева событий представляет собой отдельный эффект (последовательность событий), который является точно определенным множеством функциональных взаимосвязей.

Оценка риска включает:

- определение частот возникновения аварийной ситуации;
- оценку последствий аварийных выбросов;
- определение показателей риска для рассматриваемых опасных производственных объектов.

Частоты отказов оборудования определялись с использованием среднестатистических данных по степени аварийности.

Оценка последствий аварийных выбросов для различных сценариев аварий в общем случае включает определение:

- зон действия поражающих факторов;
- возможных воздействий на людей, имущество и окружающую среду.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									10
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ</b>

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

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. №							<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>	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. Дадонова, В.Я. Кершенбаума. – М.: АНО «Технонефтегаз», 2001. – 214 с.;
- [www.gosnadzor.ru](http://www.gosnadzor.ru). Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- [www.mchs.gov.ru](http://www.mchs.gov.ru). Официальный сайт Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;
- [riskprom.ru](http://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 <sup>2</sup> .
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 <sup>3</sup> .
26.03.13	Выброс нефти	Сахалинская обл., Ногликский район, нефтепровод «РН-Сахалинморнефтегаз»	Разлив нефти на участке составил 200 м <sup>2</sup>

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 <sup>2</sup>
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 <sup>2</sup> . 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 <sup>3</sup>
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 противofонтанной службой.	Экономический ущерб составил 1164 тыс. руб.
08.09.14	Выброс газа	При проведении буровых работ на кустовой площадке №47 газового месторождение ЯНАО, Ямал СПГ, возникло газопроявление с	Пострадало 9 человек.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

14

Изм. Кол.уч. Лист №доку. Подп. Дата

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	Газонефтевод опroyвление, 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

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварии на данном проектируемом объекте и кратко анализируются возможные последствия.

*Причины, связанные с отказами оборудования.*

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся:

- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, пара, газа и т.п.);
- коррозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы проектируемого объекта, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Коррозия оборудования и трубопроводов может стать причиной разгерметизации.

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования и трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Все типовые процессы, протекающие на оборудовании, можно определить как гидродинамические.

Гидродинамические процессы связаны со следующими типами оборудования:

- насосное оборудование;
- емкостное оборудование;
- трубопроводные системы.

Аварийная остановка насосов может привести к нарушениям гидравлического режима системы и разрушению оборудования. Отдельные элементы конструкции насосов обладают низким уровнем надежности (особенно торцевые уплотнения), что является источником утечек горючих жидкостей и газов и может привести к локальным взрывам и пожарам, которые, при их развитии, могут быть источниками цепного вовлечения в аварию оборудования с большими объемами опасных веществ.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним.

Причинами разгерметизации могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, вызывают поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;

Изм. № подл.						08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ	Лист
							16
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.		Дата

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

*Причины, связанные с ошибками персонала.*

При недостаточно высоком уровне автоматизации технологического процесса от обслуживающего персонала требуется высокая квалификация и повышенное внимание. 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 опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Основные источники зажигания на нормально работающем оборудовании – проявление атмосферного электричества, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб и замере уровня, искры электроустановок и электрооборудования в невзрывоопасном исполнении, технологические огневые устройства.

Источниками зажигания при пожарах, возникших от загазованности служили автомобили, технологические огневые нагреватели; факелы для сжигания сбросовых газов; искры; открытый огонь и курение.

*Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера.*

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- подвижка, просадка, пучение грунтов;
- опасности, связанные с опасными промышленными объектами, расположенными в районе объекта;

- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта;
- специально спланированная диверсия.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения на установке аварийной ситуации любого масштаба.

Возможными причинами возникновения аварий, непосредственно связанных с выбросом опасного вещества применительно к трубопроводам, приводящим к возникновению ЧС, могут являться перечисленные ниже причины.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>

Заводские дефекты труб – металлургические дефекты (слоистость стенок труб, закаты, неметаллические включения, плены); использование сталей с нерасчетными характеристиками прочности, пластичности, вязкости; отклонения геометрических характеристик от расчетных (толщина стенки, диаметр труб, величина притупления кромок); дефекты заводских сварных швов (непровары, смещение кромок, шлаковые включения, ослабление околошовных зон основного металла, трещины, царапины и задиры, наносимые на металл в процессе изготовления труб, места ремонта заводского сварного шва).

Дефекты сварных соединений труб, выполняемых в полевых условиях, в основном те же, что и в заводских сварных швах (непровары, подрезы, шлаковые включения, неравнопрочность металла шва с основным металлом, «охрупчивание» околошовной зоны и др.).

Механические повреждения труб при транспортировке, строительстве и эксплуатации – вмятины, царапины, задиры, приварка различного рода крепежных элементов, утонение концевых участков труб при перетаскивании их волоком, сквозные повреждения, гофры.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта или ошибками проектных решений, – довольно частая причина разрушений труб. Наиболее характерными примерами такого рода разрушений являются дополнительное к проектному искривление трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях вплоть до образования гофр, принятие в проектах недостаточно обоснованных конструкций, недоучет продольных сил в трубах и продольных перемещений и т. п.

Перенапряжение труб в результате действия неучтенных нагрузок. К таким нагрузкам относятся: силовое воздействие оползающих грунтов при укладке труб в тело оползней, размыв подводных трубопроводов, колебания размывших участков под воздействием потока и т.п.

Коррозия труб приводит к образованию различных выемок, каверн, свищей в стенке трубы, уменьшению ее толщины.

Нарушение правильного режима эксплуатации заключается в превышении рабочего давления, несвоевременном обследовании трубопроводов и выявлении опасных участков (выпучины, размывы труб в руслах рек, интенсивная коррозия и т.п.).

#### 4.3 Определение типовых сценариев возможных аварий

Основными опасными веществами, обращающимися на декларируемом объекте, являются:

- горючие жидкости – нефть;
- воспламеняющиеся газы – попутный нефтяной газ.

Опасные вещества, обращающиеся на проектируемом объекте, могут образовать с кислородом воздуха взрывопожароопасные смеси, а также оказывать токсическое воздействие на персонал.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ

В качестве частичной разгерметизации принят дефект типа «свищ» условным диаметром 12,5 мм (0,0125 м).

На проектируемом объекте возможны следующие группы типовых сценариев аварий.

**«Утечка горючей жидкости без воспламенения»**

**Сценарий ГЖ1.1**

Частичная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → рассеивание паров жидкости без воспламенения → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ2.1**

Полная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → рассеивание паров жидкости без воспламенения → локализация и ликвидация аварии.

**«Пожар разлива»**

**Сценарий ГЖ1.2**

Частичная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → воспламенение паров горючей жидкости от горячей поверхности или открытого источника огня → возникновение и развитие пожара пролива → термическое воздействие пожара 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 ожогов различной степени тяжести → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ2.2**

Полная разгерметизация жидкостного трубопровода, емкости или обвязки насоса с горючей жидкостью → утечка горючей жидкости → образование лужи (пролива) горючей жидкости → испарение горючей жидкости → воспламенение паров горючей жидкости от горячей поверхности или открытого источника огня → возникновение и развитие пожара пролива → термическое воздействие пожара 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 ожогов различной степени тяжести → локализация и ликвидация аварии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>						19
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

**«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

Ивв. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. ивв. №	



## 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

Изм. № 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 разлития	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	Нефтеcборный коллектор Н1	Утечка без воспламенения	Токсическое поражение	0,682	0,091	0,682	0,091
ГЖ1.2		Пожар разлития	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 разлития	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 разлития	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 разлития	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 разлития	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 разлития	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	Нефтеcборный коллектор Н1	Утечка без воспламенения	Токсическое поражение	0,682	0,091	0,682	0,091
ГЖ1.2		Пожар разлития	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

№ 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
ГЖ2.1		Утечка без воспламенения	Токсическое поражение	7,709	1,032	7,709	1,032
ГЖ2.2		Пожар разлива	Термическое поражение	7,709	1,032	7,709	1,032
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	7,709	1,032	7,709	0,1

## 5.2 Определение зон действия поражающих факторов

### 5.2.1 Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей

Определение площади разлива на неограниченную наземную поверхность осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к приказу МЧС России от 10.07.2009 №404).

Определение площади разлива для зданий и помещений осуществлялось согласно положениям пункта А.1.2 СП 12.13130.2009.

Согласно п.А.1.2 СП 12.13130.2009 площадь испарения при разливе на пол определяется, исходя из расчета, что 1 литр смесей и растворов, содержащих 70% и менее (по массе) растворителей, разливается на площади 0,5 м<sup>2</sup>, а остальных жидкостей – на 1 м<sup>2</sup> пола помещения.

Если расчетная площадь разлива превышает фактическую площадь помещения (здания), то площадь разлива принимается равной площади помещения (здания).

Результаты определения площадей разлива при частичной или полной разгерметизации технологического оборудования представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты определения площадей разлива (испарения) при аварийном разрушении технологического оборудования

Наименование оборудования	Максимальная площадь разлива, м <sup>2</sup>	
	ГЖ1.1	ГЖ2.1
Кустовая площадка №501		
Установка измерительная	16,5	16,5
Выкидные трубопроводы	13,9	81,9
Нефтеборный коллектор	13,9	148
Кустовая площадка №502		
Установка измерительная	16,5	16,5
Выкидные трубопроводы	13,9	81,9
Нефтеборный коллектор	13,9	157,1

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

										Лист
										23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ</b>				

### 5.2.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при пожаре пролива

Поражающим фактором при пожаре разлива является тепловое воздействие за счет теплового излучения и конвекционного воздействия пожара.

Наибольшую опасность пожар разлива представляет для персонала, который может попасть в зону пожара на начальных стадиях пожара, а также в случае невозможности своевременной эвакуации.

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива, принимается равной 1.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при рассматриваемых авариях произведен согласно положениям Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. приказом МЧС России №404 от 10.07.2009).

Результаты расчета интенсивности теплового излучения на различных расстояниях от пожара пролива приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета интенсивности теплового излучения

№ сценария	Наименование оборудования	Эффективный диаметр зоны действия открытого огня, м	Расстояние от геометрического центра пролива до зоны с интенсивностью теплового излучения, м			
			10,5 кВт/м <sup>2</sup>	7,0 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Кустовая площадка №501						
ГЖ1.2	Установка измерительная	4,6	В пределах помещения			
ГЖ2.2		4,6	В пределах помещения			
ГЖ1.2	Выкидные трубопроводы	4,2	8,9	11,7	16	29,5
ГЖ2.2		10,2	13,8	18,1	24,6	45,1
ГЖ1.2	Нефтеcборный коллектор	4,2	8,9	11,7	16	29,5
ГЖ2.2		13,7	15,1	19,9	27,4	49,9
Кустовая площадка №502						
ГЖ1.2	Установка измерительная	4,6	В пределах помещения			
ГЖ2.2		4,6	В пределах помещения			
ГЖ1.2	Выкидные трубопроводы	4,2	8,9	11,7	16	29,5
ГЖ2.2		10,2	13,8	18,1	24,6	45,1
ГЖ1.2	Нефтеcборный коллектор	4,2	8,9	11,7	16	29,5
ГЖ2.2		14,1	15,2	19,	20,2	50,3

В таблице 8 приведена предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов (согласно таблице П4.4 Приложения 4 к Методике по определению расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. Приказом МЧС № 404 от 10.07.2009).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>	Лист
							24

Таблица 8 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20-30 с	7,0
Ожог 1 степени через 15-20 с	
Ожог 2 степени через 30-40 с	
Непереносимая боль через 3-5 с	10,5
Ожог 1 степени через 6-8 с	
Ожог 2 степени через 12-16 с	
Мгновенные болевые ощущения через 4 с	20,0
Летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с	44,5

5.2.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве

Расчета вероятных зон действия поражающих факторов при взрыве ТВС в открытом пространстве проведен в соответствии с приложением В.3 СП 12.13130.2009.

Результаты расчета зон действия поражающих факторов при взрыве облака ТВС в открытом пространстве приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета зон действия поражающих факторов при взрыве облака ТВС в открытом пространстве

№ сценария	Наименование оборудования	Граница зоны избыточного давления при взрыве ТВС, м					
		100 кПа	53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа	3 кПа
Составляющая «Куст нефтяных скважин №501»							
ГЖ1.3	Выкидные трубопроводы	-	-	-	22,5	45	69
ГЖ2.3		-	-	22,9	40,5	81	130
ГЖ1.3	Нефтеcборный коллектор	-	-	-	22,5	45	69
ГЖ2.3		-	-	27,8	49,3	99	150,4
Составляющая «Куст нефтяных скважин №502»							
ГЖ1.3	Выкидные трубопроводы	-	-	-	22,5	45	69
ГЖ2.3		-	-	22,9	40,5	81	130
ГЖ1.3	Нефтеcборный коллектор	-	-	-	22,5	45	69
ГЖ2.3		-	-	28	50	101	155

В таблице 10 приведено предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паровоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве (согласно Приложению 4 к пункту 20 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ	Лист
							25

Таблица 10 – Предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паро- или пылевоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

#### 5.2.4 Определение давления взрыва топливно-воздушной смеси внутри помещения

Расчет давления взрыва топливно-воздушной смеси внутри помещения проводился в соответствии с Приложением А ГОСТ Р 12.3.047-2012, СП 12.13130.2009.

Результаты расчета давления взрыва топливно-воздушной смеси внутри помещения (сооружения) приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета давления взрыва топливно-воздушной смеси внутри помещения (сооружения)

№ сценария	Наименование оборудования	Расчетное избыточное давление взрыва внутри помещения, кПа
Кустовая площадка №501, №502		
ГЖ1.3	Установка измерительная	>100
ГЖ2.3		>100

Значения предельно допустимого избыточного давления при сгорании газо-, паро- или пылевоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве приведены в таблице 10.

### 5.3 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц

Оценка возможного числа пострадавших от аварий на объекте производилась на основе следующих предположений:

- в силу отсутствия в зоне действия поражающих факторов населенных пунктов, мест скопления людей и объектов сторонних организаций, опасному воздействию может подвергаться только обслуживающий персонал;
- при возникновении аварий, связанных с пожаром пролива горючих жидкостей на открытой площадке, опасному воздействию подвергается только персонал, находящийся непосредственно в зоне пламени. При этом учитывалась возможность выхода человека из зоны пожара;
- при возникновении аварий, связанных с пожаром пролива в закрытых помещениях (ИУ) опасному воздействию подвергается только персонал, находящийся во время аварии в аварийном помещении.

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

							<b>08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			26

– 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».

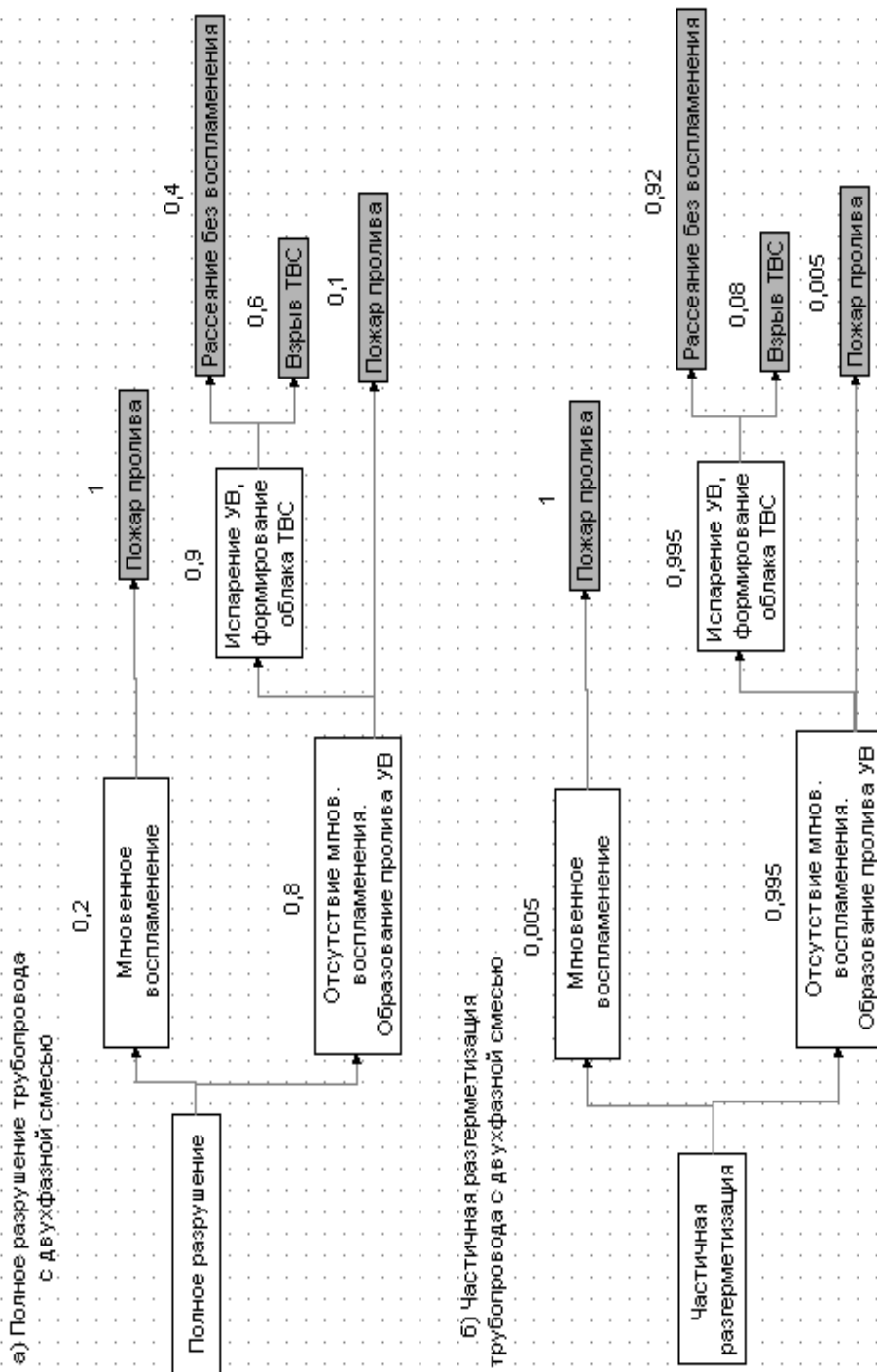


Рисунок 5.1. «Дерево событий» сценариев аварий с частичной (а) и полной (б) разгерметизацией оборудования и трубопроводов, содержащих углеводородные жидкости и 2-х фазные смеси

Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата

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

В таблице 13 представлены результаты оценки ожидаемой частоты реализации возможных аварий на проектируемом объекте.

Таблица 13 – Ожидаемая частота реализации сценариев аварий на проектируемом объекте

Наименование оборудования	Частота реализации сценария аварии, год <sup>-1</sup>					
	ГЖ1.1	ГЖ1.2	ГЖ1.3	ГЖ2.1	ГЖ2.2	ГЖ2.3
Кустовая площадка №501						
Замерная установка	$1,9 \times 10^{-6}$	$3,5 \times 10^{-7}$	$1,6 \times 10^{-7}$	$2,1 \times 10^{-7}$	$3,9 \times 10^{-8}$	$1,8 \times 10^{-8}$
Трубопровод выкидной, Ø89x6	$1,6 \times 10^{-3}$	$1,24 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$	$9,6 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-5}$	$1,7 \times 10^{-4}$
Трубопровод нефтегазосборный, Ø114x5	$7,9 \times 10^{-5}$	$6,0 \times 10^{-6}$	$7,4 \times 10^{-6}$	$6,2 \times 10^{-6}$	$1,2 \times 10^{-6}$	$1,1 \times 10^{-5}$
Кустовая площадка №502						
Замерная установка	$1,9 \times 10^{-6}$	$3,5 \times 10^{-7}$	$1,6 \times 10^{-7}$	$2,1 \times 10^{-7}$	$3,9 \times 10^{-8}$	$1,8 \times 10^{-8}$
Трубопровод выкидной, Ø89x6	$1,33 \times 10^{-3}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$1,25 \times 10^{-4}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$1,5 \times 10^{-5}$	$1,4 \times 10^{-4}$
Трубопровод нефтегазосборный, Ø114x5	$6,33 \times 10^{-5}$	$4,8 \times 10^{-6}$	$5,9 \times 10^{-6}$	$5,0 \times 10^{-6}$	$9,6 \times 10^{-7}$	$8,9 \times 10^{-6}$

Наиболее вероятная и наиболее опасная аварии определены согласно Приложению 1 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

Наиболее вероятным сценарием аварии на составляющей «Кустовая площадка №501» является сценарий ГЖ1.1 «Утечка горючей жидкости без воспламенения» на выкидном трубопроводе.

Частота реализации наиболее вероятного сценария аварии составляет  $1,6 \times 10^{-3}$  год<sup>-1</sup>.

Наиболее опасным сценарием аварии на проектируемых объектах является сценарий ГЖ2.3 «Взрыв паровоздушной смеси» в результате разгерметизации оборудования измерительной установки. Частота реализации этой аварии составляет  $1,8 \times 10^{-8}$  год<sup>-1</sup>.

Индивидуальный риск гибели людей при реализации сценария ГЖ2.3 «Взрыв паровоздушной смеси» в результате разгерметизации оборудования измерительной установки составит:  $1,8 \times 10^{-8} \times 0,04 = 7,2 \times 10^{-10}$  год<sup>-1</sup>, где 0,04 - условная вероятность нахождения персонала проектируемого объекта в зоне действия поражающих факторов аварии (для консервативной оценки принята равной 1 час в сутки).

Коллективный риск гибели людей при реализации сценария ГЖ2.3 «Взрыв паровоздушной смеси» в результате разгерметизации оборудования измерительной установки составит:  $2 \text{ чел.} \times 7,2 \times 10^{-10} = 1,4 \times 10^{-9}$  год<sup>-1</sup>.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 31.03.2009 №272 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска» при проведении расчета по оценке социального пожарного риска учитывается степень опасности для группы людей в результате воздействия опасных факторов пожара, ведущих к гибели 10 человек и более. В связи с этим, социальный пожарный риск на декларируемом объекте не определялся.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>						30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

## 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<sup>-1</sup>, 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. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>						31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- 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. №							<b>08-2289.2/20C0684-АОР.ТЧ</b>	Лист
										32
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

### Заключение

Проведенный анализ риска позволяет заключить, что проектная документация Обустройство кустов скважин № 501, 502 Повховского лицензионного участка выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами, соответствует требованиям Федерального Закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Наиболее опасным видом аварии, который может возникнуть на проектируемом объекте являются сценарий ГЖ2.3 «Взрыв паровоздушной смеси» в результате разгерметизации оборудования измерительной установки. Количество пострадавших будет равно количеству людей, находящихся в блоке в момент аварии – до 2х человек.

Наиболее вероятным видом аварии, который может возникнуть на проектируемом объекте является сценарий ГЖ1.1 «Утечка горючей жидкости без воспламенения» на выкидном трубопроводе кустовой площадки №501.

Условия эксплуатации технологического оборудования проектируемого объекта, а также прием, замер, учет и использование в технологическом процессе опасных веществ, в целом, соответствуют требованиям действующих норм и правил в области промышленной безопасности, локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций, защиты территорий.

Меры по обеспечению промышленной безопасности достаточны для защиты обслуживающего персонала и территорий от чрезвычайных ситуаций. Уровень риска аварий при эксплуатации проектируемых объектов является приемлемым.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									33
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-АОР.ТЧ	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

### Список использованных источников

- 1 Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ.
- 2 Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 3 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 4 Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 5 Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 6 Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «О противопожарном режиме».
- 7 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 30.11.2017 № 515 «Правила безопасности эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».
- 8 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 9 Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
- 10 Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».
- 11 Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137).
- 12 Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (Приказ Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158).
- 13 Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144).
- 14 Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (Приказ Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317).
- 15 Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» (Приказ Ростехнадзора от 17.09.2015 № 366).
- 16 ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».
- 17 ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Взам. ивл. №							<b>08-2289.2/20C0684-AOP.TЧ</b>	Лист
										35
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

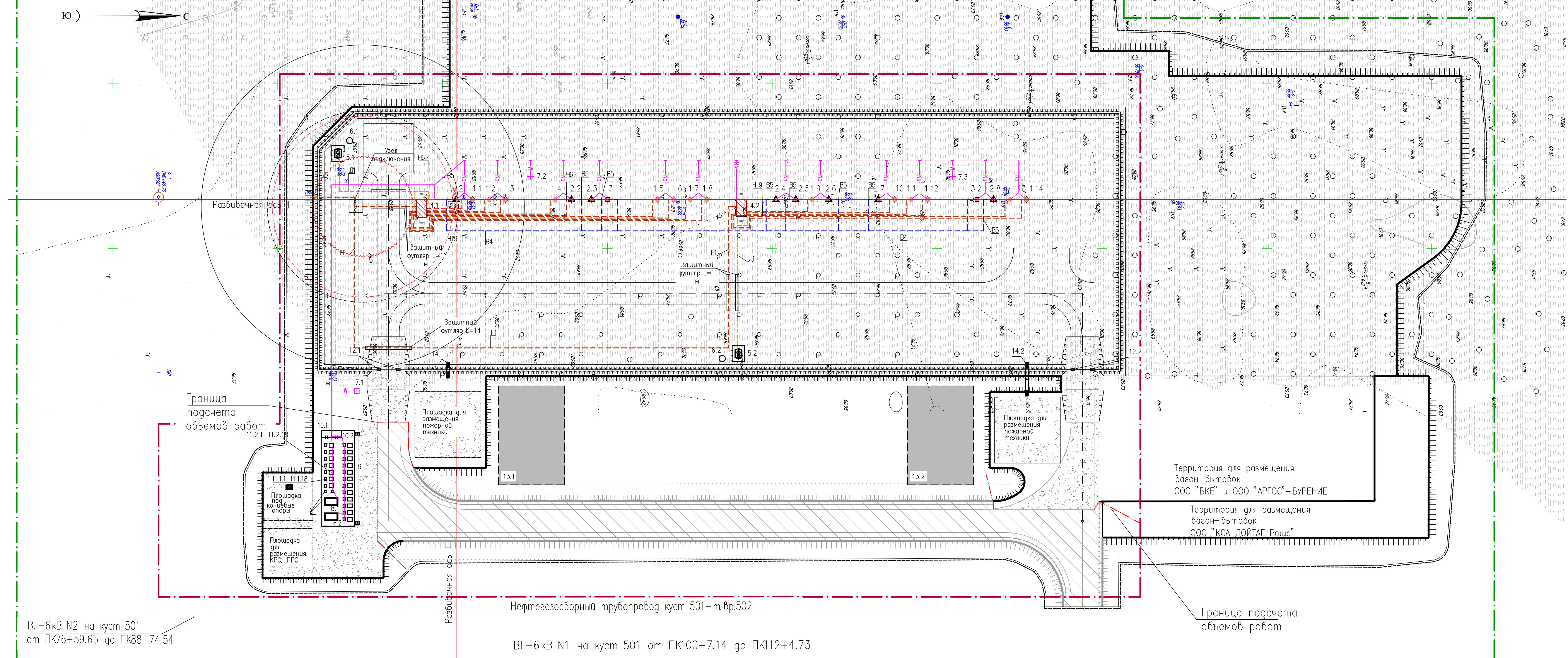
Таблица регистрации изменений

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	-
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	-
3 этап		
1.5	Устье добывающей скважины	-
1.6	Устье добывающей скважины	-
1.7	Устье добывающей скважины	-
1.8	Устье добывающей скважины	-
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	-
5 этап		
2.7	Устье нагнетательной скважины	-
1.10	Устье добывающей скважины	-
1.11	Устье добывающей скважины	-
1.12	Устье добывающей скважины	-
6 этап		
11.1.12	Станция управления	-
11.2.12	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 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	-
11.1.16-11.1.18	Станция управления	-
11.2.16-11.2.18	Трансформатор питания погружных насосов	-
12.2	Ворота	-

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	-
11.1.16-11.1.18	Станция управления	-
11.2.16-11.2.18	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)

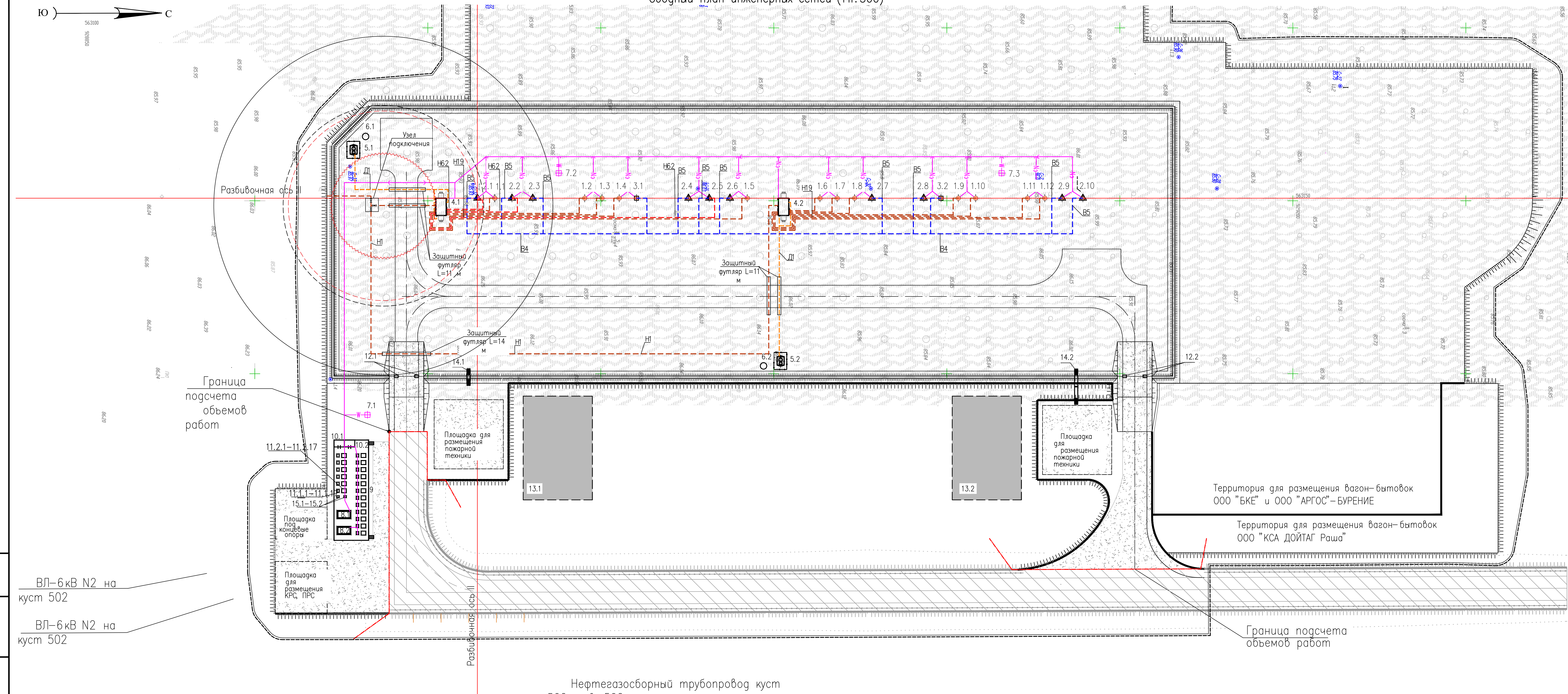
08-2289.2/2000684-АОР.ГЧ1

"Обустройство кустов скважин №501, 502 Побовского лицензионного участка"

Куст скважин №501

Зоны действия поражающих факторов от наиболее опасных аварий. Пути ввода и вывода АС. (М1:500)

Сводный план инженерных сетей (М1:500)



Нефтегазосборный трубопровод куст 502

ВЛ-6кВ N2 на куст 502  
ВЛ-6кВ N2 на куст 502

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	-
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	-

Экспликация зданий и сооружений

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 ВВВ 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	№ док.
Разраб.	Семейкина	05.04.21	
		Куст скважин №502	
Н.контр.	Хавронин	05.04.21	
ИП	Хавронин	05.04.21	
		Зона действия парализующих факторов от наиболее опасной аварии. Пути ввода и вывода АЧЭ. (М 1:500)	
		ООО "СоюзНефтегаз"	
Итого	Лист	Лист	Листов
	П		1