

**Общество с ограниченной ответственностью  
«НИИЗПРОЕКТ»**

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город  
Нижневартовск, улица 60 лет Октября, дом 76, кв.39  
ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309  
Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

Экз.№ \_\_\_\_\_

**КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316),  
КРЕЩЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРом  
КОММУНИКАЦИЙ**

**Проектная документация**

**Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными  
законами»**

**Часть 1 «Анализ опасности и риска  
проектируемого объекта»**

**34-2020-АОР**

**Том 12.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**Нижневартовск, 2020**

*Общество с ограниченной ответственностью*  
**« Н И И З П Р О Е К Т »**

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город  
Нижневартовск, улица 60 лет Октября, дом 76, кв.39  
ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309  
Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

---

**Заказчик – ООО «Пурнефть»**

**КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316), КРЕЩЕНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРОМ КОММУНИКАЦИЙ**

**Проектная документация**

**Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами»**

**Часть 1 «Анализ опасности и риска  
проектируемого объекта»**

**34-2020-АОР**

**Том 12.1**

**Генеральный директор**

**С.А. Мурзин**

**Главный инженер проекта**

**Т.А. Шайхутдинов**

**Нижневартовск, 2020**

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

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
<b>34-2020-АОР.С</b>	<b>Содержание тома</b>	
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	<b>Текстовая часть</b>	
	<b>Графическая часть</b>	
<b>34-2020-АОР.ГЧ</b>	Лист 1 Куст скважин №14. Ситуационный план 1:500. Пожар пролива	
<b>34-2020-АОР.ГЧ</b>	Лист 2 Куст скважин №14. Ситуационный план 1:500. Взрыв ТВС	
<b>34-2020-АОР.ГЧ</b>	Лист 3 Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10 Ситуационный план. Пожар пролива. 1:500	
<b>34-2020-АОР.ГЧ</b>	Лист 4 Нефтегазопровод к.14 – УЗА №10. Ситуационный план. Взрыв ТВС. 1:500	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

34-2020-АОР.С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Харченко			29.03.20
Н. контр		Ерофеева			29.03.20
ГИП		Шайхутдинов			29.03.20

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П	1	1
ООО «НИИЗПРОЕКТ»		

## Содержание

1	Введение.....	2
2	Общая часть .....	3
2.1	Цели и задачи проведения анализа риска и промышленной безопасности .....	6
3	Описание анализируемого опасного производственного объекта.....	9
3.1	Общие данные .....	9
3.2	Характеристика опасных объектов .....	11
3.2.1	Площадочные объекты .....	11
3.2.2	Промысловые трубопроводы.....	14
3.3	Характеристика опасных веществ.....	17
3.4	Перечень оборудования, в котором обращаются опасные вещества .....	20
3.5	Данные по распределению опасного вещества по оборудованию .....	21
3.6	Обеспечение требований промышленной безопасности при проектировании .....	23
4	Методология анализа риска, исходные предположения и ограничения.....	29
5	Идентификация опасностей .....	34
5.1	Определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.....	34
5.2	Определение типовых сценариев возможных аварий.....	36
6	Результаты оценки риска.....	39
6.2	Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей .....	42
6.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве .....	43
6.4	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в закрытом помещении.....	46
6.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при пожаре пролива.....	47
6.6	Оценка возможного числа пострадавших .....	49
7	Расчет энергетических потенциалов и категорирование по взрывоопасности технологических блоков.....	51
8	Обобщение оценок риска .....	52
8.1	Оценка среднестатистической частоты аварий технологического оборудования и трубопроводов .....	52
8.2	Оценка частот реализации сценариев возможных аварий.....	54
8.3	Индивидуальный пожарный риск на территории объекта .....	56
9	Рекомендации по уменьшению риска .....	60
10	Заключение .....	65
11	Перечень технических регламентов и нормативных документов.....	67
12	Перечень сокращений, условных обозначений,.....	71
	символов, единиц и терминов.....	71
	Приложение А Свидетельство о регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов.....	72

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист	
											2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

# 1 Введение

Анализ риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи (далее ОПО НГД) является составной частью управления промышленной безопасностью. Анализ риска заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возможных нежелательных событий.

Анализ риска является частью системного подхода к принятию политических решений, процедур и практических мер в решении задач предупреждения или уменьшения опасности для жизни человека, заболеваний или травм, ущерба имуществу и окружающей среде.

Надежность производства является противоположностью риска. Для оценки надежности необходимо определиться с риском на производстве.

Результаты анализа риска используются при декларировании промышленной безопасности опасных производственных объектов, экспертизе промышленной безопасности, обосновании технических решений по обеспечению безопасности, страховании, экономическом анализе безопасности по критериям «стоимость-безопасность-выгода», оценке воздействия хозяйственной деятельности на окружающую природную среду и при других процедурах, связанных с анализом безопасности.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

## 2 Общая часть

Настоящий раздел выполнен на основании нормативных документов:

- Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. №144.
- Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. №317;
- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
- «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101;
- Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- распоряжение Правительства РФ от 21 июня 2010 г. № 1047-р «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Общая процедура анализа риска аварий на ОПО НГД включает в себя:

- планирование и организацию работ на ОПО НГД;
- идентификацию опасностей;
- оценку риска аварий на ОПО НГД;
- определение степени опасности ОПО НГД и (или) их участков;
- разработку рекомендаций по уменьшению рисков аварий на ОПО НГД.

Используемые термины имеют значения, приведенные ниже.

**Авария** - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов");

**Анализ риска аварий (анализ опасностей и оценка риска аварий)** - взаимосвязанная совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий для обеспечения промышленной безопасности ОПО;

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	

**Допустимый риск аварии** - установленные либо полученные согласно формализованной установленной процедуре значения риска аварии на опасном производственном объекте, превышение которых характеризует угрозу возникновения аварии;

**Идентификация опасностей аварии** - выявление источников возникновения аварий и определение соответствующих им типовых сценариев аварии;

**Инцидент** - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на ОПО, отклонение от установленного режима технологического процесса (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов");

**Опасность аварии** - возможность причинения ущерба человеку, имуществу и (или) окружающей среде вследствие разрушения сооружений и (или) технических устройств, взрыва и (или) выброса опасных веществ на ОПО. Опасность аварии на ОПО обусловлена наличием на них опасных веществ, энерго-массообменными свойствами технологических процессов, ошибками проектирования, строительства и эксплуатации, отказами технических устройств и их систем, а также нерасчетными (запроектными) внешними природными, техногенными и антропогенными воздействиями на ОПО;

**Опасные вещества** - воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсичные, высокотоксичные вещества и вещества, представляющие опасность для окружающей природной среды, перечисленные в приложении 1 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";

**Оценка риска аварии** - определение качественных и (или) количественных характеристик опасности аварии;

**Промышленная безопасность ОПО (промышленная безопасность, безопасность опасных производственных объектов)** - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий (Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов");

**Показатели опасности** - характеристики опасности аварии на ОПО (качественные или количественные), имеющие упорядоченные значения, соответствующие уровню опасности;

**Показатели риска** - количественные показатели опасности;

**Поражающие факторы аварии** - физические процессы и явления, которые возникают при разрушении сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемых взрыве и (или) выбросе опасных веществ, и определяющие термическое, барическое и иное энергетическое воздействие, поражающее 13 человека, имущество и окружающую среду;

**Риск аварии** - мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий. В анализе риска аварий в качестве основных количественных показателей опасности (показателей риска) рекомендуется использовать:

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	
						5	

**Технический риск** - вероятность отказа технических устройств с последствиями определенного уровня (класса) за определенный период функционирования ОПО;

**Индивидуальный риск** - ожидаемая частота (частота) поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых поражающих факторов аварии;

**Потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск)** - частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке на площадке ОПО и прилегающей территории;

**Коллективный риск (или ожидаемые людские потери)** - ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенный период времени;

**Социальный риск (или риск поражения группы людей)** - зависимость частоты возникновения сценариев аварий  $F$ , в которых пострадало на определенном уровне не менее  $N$  человек, от этого числа  $N$ . Характеризует социальную тяжесть последствий (катастрофичность) реализации совокупности сценариев аварии и представляется в виде соответствующей  $F/N$ -кривой;

**Составные части (составляющие) ОПО** - участки, установки, цеха, хранилища, сооружения, технические устройства или составляющие ОПО, объединяющие технические устройства или их совокупность по технологическому или территориально-административному принципу и входящие в состав ОПО;

**Степень опасности аварии (степень аварийной опасности)** - сравнительная мера опасности, характеризующая относительную возможность возникновения и тяжесть последствий аварий на ОПО и (или) его составных частях;

**Сценарий развития аварии** - последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным иницирующим (исходным) событием, приводящих к возникновению поражающих факторов аварии и причинению ущерба от аварии людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды;

**Сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии)** - сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени (месяц, год);

**Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии)** - сценарий аварии с наибольшим ущербом людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды;

**Требования промышленной безопасности** – условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в Федеральном законе от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Президента Российской Федерации, нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
					6								



(Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов");

**Типовой сценарий аварии** - сценарий аварии после разрушения отдельного сооружения и (или) технического устройства, а также возникновения неконтролируемого взрыва и (или) выброса опасных веществ из единичного технологического оборудования (блока) с учетом регламентного срабатывания имеющихся систем противоаварийной защиты, локализации аварии и противоаварийных действий персонала;

**Угроза аварии** - актуализированная опасность аварии, характеризующая непосредственно предаварийное состояние ОПО. Угроза аварии наступает при необоснованных отступлениях от требований промышленной безопасности, а также в случаях приближения внешних техногенных, антропогенных и природных воздействий к предельным проектным нагрузкам.

## 2.1 Цели и задачи проведения анализа риска и промышленной безопасности

Основная цель анализа риска аварий – установление степени аварийной опасности ОПО и (или) его составных частей для заблаговременного предупреждения угроз аварий жизни и здоровью человека, имуществу и окружающей среде; разработка, плановая реализация и своевременная корректировка обоснованных рекомендаций по снижению риска аварий и (или) мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на ОПО; а также мер, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, при обосновании безопасности ОПО.

На различных стадиях жизненного цикла ОПО основная цель анализа риска аварий достигается постановкой и решением соответствующих задач в зависимости от необходимой полноты анализа опасностей аварий, которая определяется условиями разработки декларации промышленной безопасности, специальных технических условий, обоснования безопасности ОПО, отчета о количественной оценке риска аварий и иных документов, использующих результаты анализа риска аварий.

На стадии проектирования ОПО рекомендуется решать следующие задачи анализа риска аварий:

- проведение идентификации опасностей аварий и качественной и (или) количественной оценки риска аварий с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую среду;
- обоснование оптимальных вариантов применения технических и технологических решений, размещения технических устройств, зданий и сооружений, составных частей и самого ОПО с учетом расположения близлежащих объектов производственной и транспортной инфраструктуры,

Взам. инв. №								Лист
Подпись и дата		<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						7
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

особенностей окружающей местности, а также территориальных зон (охранных, санитарно-защитных, жилых, общественно-деловых, рекреационных);

- использование сведений об опасностях аварий при разработке стандартов предприятия, инструкций, технологических регламентов и планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО;

- определение степени опасности аварий для выбора наиболее безопасных проектных решений;

- обоснование, корректировка и модернизация организационных и технических мер безопасности;

- разработка обоснованных рекомендаций по снижению риска аварий на ОПО и (или) его составных частях.

Задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию лицам, принимающим решение в отношении безопасности анализируемого объекта.

Анализ риска должен ответить на три основных вопроса:

- идентификация опасностей;
- анализ частоты;
- анализ последствий.

Количественная оценка риска относится к задаче, решаемой с использованием методов теории вероятности, она базируется на статистике аварийных ситуаций, происшедших ранее на аналогичных объектах. В связи с ограниченным распространением информации по аварийности на объектах в предшествующий период, основной базой для оценки риска являются качественная оценка опасностей, основанная на инженерном опыте проектных институтов и эксплуатационных служб, использующих запроектированные объекты в сфере промышленного производства.

Количественная оценка риска аварий на ОПО НГД включает в себя следующие процедуры:

- идентификация опасностей, которые могут привести к авариям, и определение вероятностей (частот) возникновения аварий (с использованием метода анализа деревьев отказов);

- построение сценариев развития возможных аварий (деревьев событий) и определение вероятности (частоты) реализации каждого сценария (с использованием метода анализа деревьев событий);

- оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и создании поражающих факторов по каждому сценарию;

- расчет зон действия поражающих факторов по каждому сценарию;
- оценка возможного числа пострадавших и материального ущерба по каждому сценарию;

- расчет и представление показателей риска аварий на ОПО НГД;
- определение при необходимости степени опасности аварий на ОПО НГД и (или) наиболее опасных составных элементов ОПО НГД.

Цели анализа риска опасного производственного объекта:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ

- исполнение требований действующих нормативных документов о необходимости выполнения анализа;
- выявление источников повышенной опасности с целью безопасного управления производством;
- определение вероятности возникновения аварий, возможного ущерба для людей и окружающей среды.

Критерии приемлемого риска для установок различного назначения должны устанавливаться ведомственными нормативными документами. Описание анализируемого опасного производственного объекта.

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

						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3 Описание анализируемого опасного производственного объекта

#### 3.1 Общие данные

В административном отношении участок работ расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Крещенского месторождения.

Ближайшие населенные пункты – поселок Пурпе юго-восточнее в 30,9 км, город Губкинский в 35 км южнее (рисунок 1). Административный центр Пуровского района – город Тарко-Сале расположен в 62,5 км от участка изысканий.

Функциональное назначение объекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций»: добыча, сбор и транспорт нефти.

Обустройство скважин предназначено для добычи газонасыщенной обводненной нефти со скважин.

Нефтегазосборные трубопроводы предназначены для подачи продукции скважин на ДНС-2 Крещенского месторождения.

Промысловые автодороги обеспечивают транспортной связью нефтегазопромысловые объекты.

ВЛбкВ предназначены для электроснабжения потребителей куста скважин.

Продукция:

- нефть (совместно с нефтью попутный нефтяной газ и пластовая вода), подача на ДНС-2 Крещенского месторождения нефти.

Климат данного района резко континентальный, зима суровая, холодная и продолжительная, лето короткое, теплое. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Среднегодовая температура воздуха минус 6,0°С. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (января) минус 25,2°С, а самого жаркого (июля) плюс 16,4°С.

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

						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Климатические параметры по метеостанции Тарко-Сале

Наименование		Значение	
Климатический район		I	
Климатические параметры холодного периода года			
Климатический подрайон		ИД	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	минус 54	
	обеспеченностью 0,92	минус 50	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	минус 49	
	обеспеченностью 0,92	минус 47	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	минус 28	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		минус 54	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,9	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	227
		средняя температура	минус 16,1
	≤ 8 °С	продолжительность	274
		средняя температура	минус 12,6
	≤ 10 °С	продолжительность	290
		средняя температура	минус 11,4
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		79	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного		79	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		137	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		3,7	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха, 8		5,0	
Климатические параметры теплого периода года			
Барометрическое давление, гПа		1010	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		плюс 20,0	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		плюс 23,0	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		плюс 21,3	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		плюс 34	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		плюс 9,9	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		69	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца,		79	
Количество осадков за апрель – октябрь, мм		358	
Суточный максимум осадков, мм		62	
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		4,1	

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 3.2 Характеристика опасных объектов

### 3.2.1 Площадочные объекты

Согласно заданию, на проектирование в состав объекта входят:

- Куст скважин №14 14 (скв. №315, №316).

Таблица 2 – Исходные данные по добыче

Наименование площадки	Добыча	
	Жидкость	Нефть
Куст скважин № 14	500 м <sup>3</sup> /сут 20,83 м <sup>3</sup> /ч	250 м <sup>3</sup> /сут 10,42 м <sup>3</sup> /ч

Таблица 3 – Основные показатели по кустовой площадке

Наименование показателя	Ед. изм.	Куст скважин №14
Количество скважин, всего в т.ч:		2
- добывающих	шт.	2
- нагнетательных		0
- водозаборных скважин		0
Плотность нефти в условиях пласта		кг/м <sup>3</sup>
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,07
Относительная плотность газа		0,732
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1020
Расчетное давление трубопроводов выкидных и нефтегазосборных	МПа	4,0
Температура добываемой жидкости	°С	+5...+60
Газовой фактор	нм <sup>3</sup> /т	630
Обводненность средняя	%	50

Технологическая схема обустройства куста скважин № 14 представлены в графической части 34-2020-ИОС7.1.ГЧ.ТХ лист 1.

Экспликация оборудования для обустройства куста скважин № 14 представлена в таблице 4.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Таблица 4 – Экспликация оборудования куста скважин №14

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечания
ИУ-1	Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400 ГОСТ Р 8.615-2005 исполнение ХЛ1	2	Q=400 м <sup>3</sup> /сут., P=4,0МПа, N=15 кВт, DN 80, n=4 LxВxH=5000x2870x3135 мм G=10000 кг	*
	в комплекте с блоком автоматики	2	LxВxH=3000x3000x3000 мм G=2200 кг	
Аз-1	Задвижка запорная фланцевая с электроприводом AUMA SA 14.1/ SAEXC 14.1	1	DN 150, PN 40 (4,0 МПа), N=1,5 кВт	
	Добывающая скважина	2		Проект бурения скважин
ЭЦН	Погружной центробежный электронасос	2		Проект бурения скважин
ЕД-1	Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-3	1	V=8м <sup>3</sup> , P=0,07 МПа, L=2900 мм, D <sub>вн</sub> =2000 мм, H <sub>горл</sub> =1300 мм G=2125 кг	ТУ 26-18-34-89
* - поставляется по тендеру				

В соответствии с технологическими схемами разработки месторождения проектом предусматривается механизированный способ добычи нефти с помощью погружных центробежных насосов (ЭЦН).

Продукция скважин подается через выкидные трубопроводы диаметром 80 мм через измерительную установку ИУ-1 в трубопровод нефтегазосборный Н1. Транспортировка добываемой жидкости предусмотрена на ДНС-2 Крещенского месторождения по существующей и проектируемой системе сбора и транспорта жидкости для подготовки нефти. Проектируемые трубопроводы нефтегазосборные выполняются из стальных труб диаметром 150 мм. Для контроля за работой скважин предусматривается измерительная установка ИУ-1 (на подключение 4-х скважин). Переключение скважин с трубопровода нефтегазосборного на ИУ-1 и наоборот производится автоматически по заранее установленной программе.

Согласно п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения на коллекторе выхода нефти предусмотрена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

Предусмотрено отключение системой автоматики ЭЦН насосных агрегатов при повышении давления в выкидных линиях добывающих скважин выше 4,0 МПа.

Измерительная установка ИУ-1 предназначена для:

- измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной сырой нефти - водонефтяной смеси;
- измерений объема и среднесуточного объемного расхода свободного нефтяного газа;

Взам. инв. №		Подпись и дата	Инв. № подл.						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
										13
	Изм.			Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной безводной нефти.

Установка измерительная включает в себя технологический блок, блок автоматики и элементы системы жизнеобеспечения.

Основным элементом измерительного модуля (технологический блок) является двухкамерный горизонтальный сепаратор. Камеры сепаратора выполнены в виде цилиндров разного диаметра, расположенных один над другим. Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения газа из жидкости, а также для осушки газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

В блоке контроля и управления производится обработка измерительной информации, поступающей от преобразователей расхода, давления и температуры, формирование измерительной информации по массе и среднесуточному массовому расходу сырой нефти и нефти, объему и среднесуточному объемному расходу газа, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений.

Нефтегазосборный трубопровод Н1 с измерительных установок принят с заводским наружным трёхслойным полиэтиленовым и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.

Подача реагентов (ингибитора коррозии и др.) в нефтегазопровод производится через запроектированный узел путем подключения мобильной установки подачи реагента через гибкий трубопровод и соединение БРС.

Для ликвидации АСПО в скважинах рекомендуется тепловая обработка парогенераторными установками типа ППУА, периодическая механическая очистка внутренней полости НКТ, перекачка горячей нефти в затрубное пространство при помощи АДПМ.

Дренаж с блока ИУ-1 предусматривается в подземную дренажную ёмкость ЕД-1. Опорожнение подземной емкости предусматривается в автоцистерну с вывозом на ДНС-2 Крещенского месторождения или закачкой в нефтегазопровод Н1.

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			



### 3.2.2 Промысловые трубопроводы

Проектной документацией предусмотрено строительство отдельных участков промышленных трубопроводов, новое строительство.

Таблица 5 – Основные параметры промышленных трубопроводов

Наименование участка	Диаметр	Протяженность, м	Арматурные узлы	Примечание
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159х8	1336	Узел 1 - подключение к сущ. трубопроводу DN150 сущ. арматурного узла	На ДНС-2

Таблица 6 – Основные параметры промышленных трубопроводов

Наименование участка	Диаметр	Протяженность, м	Арматурные узлы	Примечание
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159х8	1336	Узел 1 - подключение к сущ. трубопроводу DN150 сущ. арматурного узла	На ДНС-2

Таблица 7 - Категория и класс проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Класс транспортируемых продуктов	Класс трубопровода	Категория трубопровода	Категория участка трубопровода
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159х8	7	II	Н1	С

Таблица 8 – Проектная мощность промышленных трубопроводов (по динамике)

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки, мм	Проектная мощность, м³/сут.
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159х8	500

Предусмотрено проектирование нефтегазосборного трубопровода с подключением в существующую систему трубопроводов через узел задвижек.

Трасса трубопровода проходит в общем коридоре коммуникаций.

Строительство осуществляется в одну нитку.

Способ прокладки трубопровода принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

– на минеральных грунтах - 0,8 м.

Минимальная ширина траншеи принимается в соответствии с требованиями п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом ширины рабочего органа землеройной техники, равной 0,9 м.

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

												Лист
												15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ						

Разработка грунта в траншеях на минеральных грунтах ведется экскаватором "обратная лопата", засыпка ведется экскаватором "обратная лопата" (или бульдозером).

Там, где не позволяют стесненные условия застройки - земляные работы необходимо вести вручную.

Выполнение строительно-монтажных работ по заливаемому суходолу должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров.

Дно траншеи под укладку трубопровода должно быть тщательно спланировано, убраны твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы. При прокладке трубопроводов в мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами предусмотреть устройство подсыпки из мягких грунтов (сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм) толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи. При этом должно обеспечиваться сплошное прилегание трубопровода. Засыпка трубопровода производится одноковшовым экскаватором и бульдозером. При прокладке трубопроводов на морозно пучинистых грунтах для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы предусмотреть замену грунта под трубопроводом – выполнить постель из песка толщиной 200 мм.

При засыпке траншеи необходимо обеспечить:

- сохранность труб и покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода.

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом трубопровода или монтажом криволинейных участков из крутоизогнутых и гнутых отводов. Стальные бесшовные приварные крутоизогнутые отводы используются на углах поворота 90, 60, 45, 30°. Кривые поворота (углы поворота) на линейной части трубопроводов, выполняемые с помощью гнутых отводов, проектируются с шагом градации 3° и в стесненных условиях трассы - 1°. Монтаж кривых поворота производится без обрезки прямых концов у гнутых отводов. Если при подходе прямого участка трубопровода к кривой поворота образуется строительный разрыв, то он восполняется вставкой, а не передвижкой кривой к уложенной нитке трубопровода.

Минимальные радиусы упругого изгиба трубопроводов приняты для труб DN 150 в горизонтальной и вертикальной плоскостях – не менее 200 м. Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации.

В состав трубопровода входит узел линейной запорной арматуры.

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Запорная арматура расставлена, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Предусматривается установка запорной арматуры в следующих случаях (п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014) и с учетом п. 721 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101:

- в точке подключения кустовой площадки (арматура с электроприводом в составе кустовой площадки);
- в точке подключения проектируемого трубопровода в существующий коллектор.

Конструкция узлов запорной арматуры разработана с учетом возможности самокомпенсации продольных перемещений.

Предусмотрена установка технологических задвижек (вантузных) перед узлами переключения на случай разгерметизации и последующего опорожнения трубопроводов, манометры до и после запорной арматуры. Установка арматуры - надземная. Секущие задвижки и трубопроводы установлены на 0,5 м выше от планировочной отметки металлической площадки под арматурные узлы.

Задвижки установленные на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе заземляются.

Конструкцию защитных футляров при пересечении проектируемого нефтегазопровода с технологическими проездами без улучшенного покрытия, газопроводом и водными преградами выполнить по ТПР 01-07 (Футляр защитный для нефтепроводов и водоводов Ду 80....1000 мм). Футляры выполнены из трубы 426x10 мм по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80\* из стали 09Г2С группа Д - с нормированием испытательного гидравлического давления.

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

						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3.3 Характеристика опасных веществ

На проектируемых объектах в технологическом процессе после ввода в эксплуатацию будут обращаться следующие опасные вещества:

- нефть (обводненность 50%);
- попутный нефтяной газ (газовый фактор 630 м<sup>3</sup>/т).

Характеристика опасных веществ представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика опасных веществ

Наименование параметра	Параметр		Источник информации
1	2		3
<b>Нефть</b>			
<i>Название вещества:</i> Химическое Торговое	Углеводороды Нефть		/1,2/
<i>Вид</i>	Горючая жидкость		/5/
<i>Химическая формула:</i> Эмпирическая Структурная	C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub> - предельные у/в, C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub> -нафтены		/1,2/
<i>Состав, % масс:</i> Примеси	Сера Смол Асфальтены Парафин	0,28 3,4 0,15 4,81	/4/
<i>Физический свойства:</i> Молекулярный вес, г/моль Температура кипения, °С Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	279 58 822		/4/
<i>Данные о взрывопожаро-безопасности:</i> Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, % об.	ниже 23 300 1,25-6,5		/4/
<i>Данные о токсической опасности:</i> ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup> Летальная токсодоза Пороговая токсодоза	III класс опасности 10 5 – –		/1,3/
<i>Реакционная способность</i>	Средняя		/1/
<i>Запах</i>	Специфический		/1/
<i>Коррозионная активность</i>	Незначительная коррозия при длительной эксплуатации		/2/
<i>Меры предосторожности</i>	Необходимо наблюдение за состоянием оборудования и трубопроводов; строгое соблюдение мер безопасности при ремонте и чистке аппаратов и трубопровода. При работе в колодцах необходима предварительная их продувка воздухом или паром. При высоком содержании паров нефти в колодцах – запрещается работать в одиночку. Индивидуальные средства защиты.		/2/

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							18

Продолжение таблицы 9

1	2	3
<i>Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии</i>	По степени воздействия на организм человека нефть относится к 3 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007.76. Слабо токсичное. Нефти содержащие мало ароматических углеводородов действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов – их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. 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. При нефтяных пожарах воздействие на человека – тепловое излучение, токсичные продукты горения, пониженная концентрация кислорода. Воздействие на окружающую среду – загрязнение атмосферы продуктами горения, в случае разлива – загрязнение почвы и водных поверхностей (нарушение жизнедеятельности экосистем).	/1,2/
<i>Средства защиты</i>	При работе с высокими концентрациями нефти требуются шланговые противогазы типа ПШ-1, ПШ-2-57, ДПА-5. При меньшей концентрации фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для предупреждения кожных поражений – предохранительные мази из смеси ланолина с растительным маслом с добавлением хинина, окиси титана. При работе необходима спецодежда из плотной брезентовой ткани, обувь из полихлорвинилового смолы.	/1,2/
<i>Методы перевода вещества в безвредное состояние</i>	При разливе нефти собрать ее в отдельную тару, место в помещении протереть тряпками, а на улице засыпать остатки нефти после уборки песком с последующим вывозом на свалку производственных отходов.	/1,2/
<i>Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии</i>	Удалить из опасной зоны. Освободить от стесняющей одежды, обеспечить покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерьяны или пустырника, ингаляция увлажненного кислорода, промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания - вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Срочная госпитализация. Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано.	/1,2/
<b>Попутный нефтяной газ</b>		
<i>Название вещества:</i> Химическое Торговое	Попутный нефтяной газ Газ	/1,2/
<i>Вид</i>	Горючий газ	/5/
<i>Химическая формула:</i>	Смесь различных газообразных компонентов, выделяющихся из нефти при разгазировании.	/1,2/

Взам. инв. №								
	Подпись и дата							
Инв. № подл.		<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						Лист
							19	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## Продолжение таблицы 9

1	2		3
Состав, % моль: Основной продукт Примеси	Сероводород Метан Двуокись углерода Азот Этан Пропан Бутаны Пентаны Гексаны и выше	Отсутствует 64,5 0,9 0,5 14,4 14,0 4,7 0,9 0,18	/4/
Физический свойства: Молекулярный вес, г/моль Температура кипения, °С Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>		- 1,07	/4/
Данные о взрывопожаро- безопасности: Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, % об.		537 - 3,2 – 13,6	/4/
Данные о токсической опасности: ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup> Летальная токсодоза Пороговая токсодоза		IV класс опасности 300 100 - -	/1,3/
Реакционная способность		Горюч	/1/
Запах		Без запаха	/1/
Коррозионная активность		Слабо коррозионное	/2/
Меры предосторожности		Приточно-вытяжная вентиляция, предотвращение утечек	/2/
Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии		По степени воздействия на организм человека попутный газ относится к 4 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007.88. Наркотик, вызывает учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, нарушение координации, потерю сознания. При падении содержания кислорода в воздухе на 25-30% появляются первые признаки асфиксии. Серьезные расстройства могут проявляться при содержании 25-30% метана и выше. Смесь из 80% метана и 20% кислорода вызывает лишь головную боль, а вдыхание смеси 60% метана с 21% O <sub>2</sub> и 14% N <sub>2</sub> переносились 3 ч. без жалоб (несколько снижалась частота пульса, кровяное давление и чувствительность глаза). При взрывах газа воздействие на людей – избыточное давление. Воздействие на окружающую природную среду: при взрыве и горении газа – загрязнение атмосферы продуктами горения. Метан является одним из «парниковых газов», повышенное содержание его в атмосфере ведет к «парниковому эффекту»	/1,2/
Средства защиты		Противогаз ИП-4,6, ИП-4	/1,2/

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

## Продолжение таблицы 9

1	2	3
<i>Методы перевода вещества в безвредное состояние</i>	Сжигание	/1,2/
<i>Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии</i>	Удалить пострадавшего из вредной атмосферы, освободить от стесняющих частей одежды; положить с приподнятыми ногами; согреть тело (обложить грелками). Оберегать от простуды. При нарушении дыхания – кислород. При отсутствии дыхания немедленно (после освобождения полости рта и дыхательных путей от слизи и рвотных масс) начать искусственное дыхание по методу «изо рта в рот» с последующим использованием аппаратов для искусственной вентиляции легких; не прекращать его до появления спонтанного дыхания. Противопоказания – морфин, адреналин.	/1,2/

Источники информации в таблице обозначены цифрами:

1. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей, Изд. 7-е пер. и доп. В трех томах. Том 1. Органические вещества. Под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной, «Химия», 1976 г.
2. М.Г. Рудин, А.Е. Драбкин. Справочник нефтепереработчика, «Химия», 1980 г.
3. ГОСТ 12.1.007-76\* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
4. Проектная документация.
5. Федеральный закон от 21 июля 1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

### 3.4 Перечень оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, с краткой технической характеристикой представлен в таблице 10.

Взам. инв. №						Лист
Подпись и дата						21
Инв. № подл.						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Таблица 10 – Перечень оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ поз. по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во единиц (шт.) длина, м	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6
<b>Куст скважин №14</b>					
ИУ-1	Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400 ГОСТ Р 8.615-2005 исполнение ХЛ1 в комплекте с блоком автоматики	1 шт.	на открытой площадке	Замер дебита скважин по жидкости и газу	$P_{\text{раб}} = 4,0 \text{ МПа};$ $V_{\text{сепар.}} = 2,0 \text{ м}^3;$ $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
ЕД-1	Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-3	1 шт.	подземное	Опорожнение технологического оборудования и трубопроводов, сброс с предохранительных клапанов	$V = 8 \text{ м}^3;$ $P_{\text{раб.}} = 0,07 \text{ МПа.}$ $T = 5 \text{ }^\circ\text{C}$
Н19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин	93 м	подземное	Транспорт газожидкостной смеси	$\text{Ø} 89 \times 6 \text{ мм};$ $P_{\text{раб}} = 4,0 \text{ МПа};$ $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
Н1	Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	37 м			$\text{Ø} 159 \times 8 \text{ мм};$ $P_{\text{раб}} = 4,0 \text{ МПа};$ $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
<b>Нефтегазопроводы</b>					
ПТ	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	1336 м	подземное	Транспорт газожидкостной смеси	$\text{Ø} 159 \times 8 \text{ мм};$ $P_{\text{раб}} = 4,0 \text{ МПа};$ $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$

### 3.5 Данные по распределению опасного вещества по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании на проектируемых объектах представлены в таблице 11.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							22



Таблица 11 – Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании

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
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Нефть</b>							
<b>Площадочные объекты</b>							
Куст скважин №14	ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	1 шт.	0,480	3,069	жидкость	4,0	+40
	ЕД-1 Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-3	1 шт.	2,560		жидкость	атм.	+5
	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	93м	0,012		жидкость	4,0	+40
	Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	37м	0,017		жидкость	4,0	+40
<b>Нефтегазопроводы</b>							
Нефтегазосборные сети	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	1336м	0,401	0,401	жидкость	4,17	+40
<b>Всего опасного вещества «нефть – горючие жидкости» на проектируемом объекте</b>							<b>3,47 т</b>
<b>Попутный нефтяной газ</b>							
<b>Площадочные объекты</b>							
Куст скважин №14	ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	1 шт.	0,324	0,362	газ	4,0	+40
	ЕД-1 Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-3	1 шт.	0		газ	атм.	+5
	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	93м	0,016		газ	4,0	+40
	Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	37м	0,022		газ	4,0	+40
<b>Нефтегазопроводы</b>							
Нефтегазосборные сети	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	1336м	0,541	0,541	газ	4,0	+40
<b>Всего опасного вещества «попутный нефтяной газ – воспламеняющиеся газы» на проектируемом объекте</b>							<b>0,903 т</b>

Суммарное количество опасного вещества одного вида, обращающихся в технологическом процессе на проектируемых объектах составляет:

горючие жидкости – 3,47 т, в том числе промышленные трубы – 0,401 т;  
 воспламеняющиеся газы – 0,903 т, в том числе промышленные трубы – 0,541т.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.					Лист		
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	23

### 3.6 Обеспечение требований промышленной безопасности при проектировании

Запроектированный объект входит в состав действующего ОПО:

- «Фонд скважин Крещенского месторождения» объекта III класса опасности (регистрационный № А01-14182-0004 от 03.02.2016г., номер свидетельства о регистрации А01-14182 от 03.02.2016 г.).

- «Система промысловых трубопроводов» объекта III класса опасности (регистрационный № А01-14182-0005 от 03.02.2016г., номер свидетельства о регистрации А01-14182 от 03.02.2016 г.).

Согласно Приказу Ростехнадзора от 25.11.2016 г. №495 "Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов" после ввода в эксплуатацию проектируемого объекта эксплуатирующая организация должна перерегистрировать данный опасный объект в установленном порядке с учетом п.11 «Требований...» о приведении в соответствие наименования ОПО, уточнить необходимость разработки Декларации промышленной безопасности в связи с изменением класса опасности действующего ОПО, в состав которого входит запроектированный объект.

Проектная документация разработана применительно к опасному объекту – ОПО, отношении к опасным производственным объектам в соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона №116-ФЗ.

Идентификационные сведения для запроектированных объектов:

- в соответствии с приложением 1 №116-ФЗ проектируемые объекты относятся к опасным производственным объектам, на котором получают, используются, транспортируются опасные вещества: воспламеняющиеся вещества; горючие вещества; используется оборудование, работающее под избыточным давлением газа более 0,07 МПа; ведутся горные работы (добыча нефти и газа);

- в соответствии с п. 11 (в) части 1 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ ФЗ от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ проектируемые объекты являются составной и технологически связанной частью комплекса ОПО, на котором ведутся горные работы – добыча полезных ископаемых нефти и попутного нефтяного газа.

В данном проекте для проектируемых объектов на действующем месторождении выполнены следующие мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах: уровень ответственности зданий и сооружений в соответствии с Федеральным законом РФ №384-ФЗ от 30 декабря 2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» в проекте принят повышенный.

Серийно выпускаемое оборудование, блочное оборудование, трубопроводная арматура, используемые в проекте, разработаны и изготовлены специализированными предприятиями по нефтепромысловому оборудованию. Все

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							24

оборудование, трубопроводы и арматура проходят заводское испытание и соответствуют требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности.

Материалы технологического оборудования, трубопроводов и строительных конструкций приняты с учетом низких температур окружающего воздуха.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

Для обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на природную среду проектом предусмотрена установка запорной арматуры. Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с рекомендациями п. 161-174 «Руководства» и требованиями п.5.2 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 11.03.2013 г. №96.

Запорная арматура, принятая проектом в соответствии с перекачиваемой средой и технологическими параметрами трубопровода (рабочее давление, диаметр), обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ 9544-2015, исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение ХЛ), класс герметичности обратных клапанов соответствует ГОСТ 12.2.063-2015.

Все несущие и ограждающие конструкции блоков выполнены из негорючих материалов (НГ).

В блоках категории А полы выполнены герметичными искробезопасными (п. 6.5.45, 6.5.46 СП 4.13130.2013). Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру блоках категории А с использованием ЛВЖ и ГЖ предусмотрены бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (п. 6.10.5.20 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А легкобросываемыми конструкциями являются оконные проемы или конструкции покрытий из стальных листов площадью не менее 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема помещения категории А с толщиной остекления 3мм площадью не менее 0,8м<sup>2</sup> (п. 6.2.6 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А объемом до 500 м<sup>3</sup> категорий А без постоянного присутствия производственного персонала предусмотрена естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая вентиляция периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения (п. 4.29 ВНТП 3-85).

Включение периодической вентиляции в блоках производится автоматически от газоанализаторов при достижении 10% от нижнего предела взрывоопасности, во всех других случаях включение периодической вентиляции производится нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин. до входа персонала в помещение.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>							25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Проектом предусмотрено автоматическое отключение электроприемников, установленных в блоках ИУ при пожаре. В блоках ИУ предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блока при 40% НКПВ.

Скважины находятся на обвалованной площадке высотой 1 м.

Для размещения пожарной техники на въезде на кустовую площадку имеются площадки размером 20х20 м. В местах установки передвижной пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами строящихся объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаками заземления.

Место присоединения, определяемое представителями пожарной охраны совместно с энергетиками, оборудуется металлической стойкой, со знаком заземления, соединенной с заземлителем. Стойка выполняется из металлической трубы диаметром 108 мм, высотой 1,5м.

Территория площадки имеет наружное освещение в темное время суток для быстрого нахождения мест размещения пожарного инвентаря, а также подъездов к входам в здания и сооружения. Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены знаками пожарной безопасности (согласно ГОСТ Р 12.4.026-2015), в том числе знаком пожарной безопасности "Не загромождать".

Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

Закрытые помещения объектов имеют систему контроля состояния окружающей среды, заблокированную с системой вытяжной аварийной вентиляции, которая включается по сигналу газосигнализаторов при образовании взрывоопасных концентраций в объеме 10% от НКПРП (нижнего концентрационного предела распространения пламени).

Все технологическое оборудование, работающее под давлением, оснащено предохранительными клапанами, выбранными с учетом требований Федеральных норм и правил «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (Приказ от 25 марта 2014 г. №116).

Для обеспечения безопасной эксплуатации дыхательные линии дренажных подземных емкостей оснащены огнепреградителями.

Глубина заложения емкостей принята из условия возвышения люка-лаза над поверхностью земли не менее 500 мм.

На всех технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией.

Пуск в работу и эксплуатация проектируемых объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на взрывоопасные концентрации газов запрещается.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	
						26	

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-Ia и В-Iг, применены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси.

Сети нефтегазосборные по данному проекту прокладываются подземно. Исключение составляют узлы линейной запорной арматуры, которые запроектированы в надземном исполнении.

Защита от прямых ударов молнии включает в себя внешнюю и внутреннюю молниезащитные системы.

Заземляющие устройства и молниезащита выполняются в объеме, соответствующем требованиям ПУЭ, СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, сигнализация, устанавливаемые в пределах взрывоопасной зоны, применены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси в соответствии с п.380 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Мероприятия и проектные решения, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов выполнены согласно требованиям СП 132.13330.2011.

Классификация объекта по значимости – класс 3 (низкая значимость) – ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет муниципальный или локальный масштаб.

Система охранной сигнализации предусмотрена для предупреждения несанкционированного проникновения в охраняемые объекты:

- технологический блок ИУ;
- блок автоматики ИУ.

Для защиты от несанкционированного доступа технологический блок ИУ оборудован взрывозащищенным путевым выключателем, блок автоматики оборудован концевым герконовым выключателем.

Выключатели подключаются к дискретным модулям контроллеров измерительной установки.

Сигнализация о несанкционированном доступе с куста скважин передается по радиоканалу на АРМ оператора ТМ в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения ООО «Пурнефть».

Проектируемый объект производственного назначения оснащен средствами защиты согласно таблице 2 СП 132.13330.2011:

- КПП в здании - контрольно-пропускной пункт,
- СКУД - система контроля и управления доступом,
- СрВД - средства визуального досмотра.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
Инав. № подл.											

Для предотвращения несанкционированного доступа к промышленным объектам, а также в целях противодействия возможным диверсионным актам подъездная дорога на месторождение оборудована постом охраны (КПП), имеет круглосуточную внутреннюю охрану службой безопасности.

Количество сотрудников охраны – 2 человека.

На объекте действует пропускной и внутриобъектовый режим.

Защита территории объекта осуществляется устройством обвалования высотой 1,0 м, установленного по периметру площадки куста. Перед въездом на кустовую площадку предусмотрен аншлаг. Аншлаг — информационная панель, используемая для обозначения наименования объекта, его номера и принадлежности предприятию. На аншлаг наносятся элементы фирменного стиля, название производственного цеха и/или объекта, телефон и при необходимости предупреждающая надпись.

Территориальное расположение конструкций сетей трубопроводов и кабельных эстакад с учетом допустимых расстояний до автодороги и габаритов проезда исключает возможность механического воздействия от передвижной техники.

Для защиты от несанкционированного доступа технологические блоки оборудованы охранными извещателями.

Сигнал о несанкционированном доступе передается на станцию телемеханики кустовую и далее, в связи с отсутствием постоянно действующего производственного персонала, по системе радиосвязи на диспетчерский пункт АБК Крещенского месторождения.

В ООО «Пурнефть» должно быть организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах и получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам.

При обнаружении признаков постороннего вмешательства необходимо осуществить незамедлительное оповещение соответствующих территориальных органов внутренних дел и органов по делам ГО и ЧС.

Охрана всех объектов Крещенского месторождения ООО «Пурнефть», осуществляется охранным предприятием, на основании заключенного договора, в котором также предусмотрено взаимодействие при возникновении и ликвидации ЧС. При проведении запланированных в ООО «Пурнефть» учений охранное предприятие привлекается согласно планам подготовки.

Основными задачами охранного предприятия являются:

- обеспечение безопасности производственно-хозяйственной деятельности;
- выявление и своевременное предотвращение внутренних и внешних угроз, возможных посягательств на законные права, интересы, имущество, экономическое благосостояние;
- обеспечение личной безопасности руководства и персонала ООО «Пурнефть».

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	
							28

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов должны быть установлены охранные зоны.

Охранная зона – это участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны, вдоль подводных переходов трубопроводов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах без письменного разрешения организаций, их эксплуатирующих, запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники, складировать корма, удобрения, материалы, содержать скот, устраивать водопой;
- сооружать переезды, устраивать стоянки транспорта, размещать коллективные сады и огороды;
- производить мелиоративные земляные работы;
- производить строительные и взрывные работы, планировку грунта;
- проводить геологосъемочные, геологоразведочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта.

В охранной зоне трубопровода должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить безопасную работу трубопровода и привести к его повреждению.

Приказом по предприятию должно быть назначено лицо, ответственное за эксплуатацию трубопровода, в обязанности которого входит внесение в паспорт трубопровода всех изменений, касающихся строительства объектов в охранной зоне, пересечений с коммуникациями и конструктивных изменений трубопровода в процессе эксплуатации.

Постоянный контроль за линейной частью проектируемого трубопровода осуществляется обходами, объездами для периодического наблюдения с регистрацией всех нарушений и повреждений на трубопроводе.

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

## 4 Методология анализа риска, исходные предположения и ограничения

Основные принципы оценки степени риска аварий на ОПО НГД вытекают из положений Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. №317.

Оценка степени риска проектируемых объектов проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска проектируемых объектов.

Опасность, связанная с проектируемыми объектами, рассматривается, как источник потенциального ущерба либо вреда или ситуация с возможностью нанесения ущерба, а риск или степень риска, как сочетание частоты или вероятности и последствий определенного опасного события.

Понятие риска включает в себя два элемента: частоту, с которой происходит опасное событие, и последствия опасного события, а оценка риска включает в себя анализ частоты, анализ последствий и их сочетание.

Оценка степени риска проектируемых объектов включает в себя следующие этапы:

- идентификацию опасностей, связанных с эксплуатацией проектируемого оборудования и трубопроводов;
- определение типовых сценариев возможных аварий;
- оценку количества аварийных выбросов опасных веществ;
- прогнозирование последствий аварийных выбросов;
- оценку технического риска;
- оценку возможного ущерба;
- оценку потенциального риска персонала;
- оценку коллективного риска обслуживающего персонала;
- оценку социального риска;
- анализ неопределенностей полученных результатов риска;
- выработку рекомендаций по управлению риском на основе сравнения полученных оценок риска с критериями безопасности.

Идентификация опасности проводится на основе статистических данных по аварийным ситуациям, произошедшим на рассматриваемом оборудовании, а при отсутствии таких данных по аварийным ситуациям, произошедшим на аналогичном оборудовании с участием в авариях аналогичных опасных веществ.

При идентификации опасностей, которые могут привести к авариям, рассматриваются опасности, связанные с отказами оборудования, ошибочными действиями персонала, внешними воздействиями природного и техногенного характера.

Все многообразие возможных причин возникновения аварий на ОПО НГД разделяется на ограниченный набор стандартизованных моделей инициирующих событий, последствия которых характеризуются детерминированными

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			



физическими параметрами аварии (диаметром отверстия, типом истечения, видом продукта) и вероятностным параметром (вероятность или частота реализации данного события). При этой процедуре допускается формальная потеря точности описания физических параметров моделей инициирования аварии.

С целью идентификации опасностей, которые могут привести к авариям, все технологическое оборудование, используемое на ОПО НГД, подразделяется на ограниченное число категорий в соответствии с протекающими в оборудовании физико-химическими процессами и его конструктивными особенностями.

В пределах одной категории оборудование характеризуется одинаковым набором возможных моделей инициирования аварий. Каждой категории оборудования присваиваются свои специфические инициирующие события и модели разрушения (потери герметичности).

При прогнозировании последствий аварийных ситуаций, возникающих при выбросах опасных веществ использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk. Оценки риска и расчета последствий аварий на производственных объектах» разработанный ЗАО «Научно-технический центр «Промышленная безопасность» и имеющий Сертификат соответствия № РОСС RU. СП16.Н00031 Системы сертификации ГОСТ Р Госстандарта России, а также Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009615864.

Программный комплекс «ТОКСИ+Risk» разработан в соответствии с требованиями и положениями действующих нормативных правовых и руководящих документов:

– Постановление Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».

– Приказ МЧС РФ от 30 июня 2009 г. № 382 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности».

– Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404.

– Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. №144.

– Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. №317.

– Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2013 г. №646.

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

– Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. №137.

– Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 апреля 2015 г. №158.

– ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

– Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, 2006 г.

В программный комплекс «ТОКСИ+Risk» входят следующие расчетные методики, позволяющие оценить зоны воздействия, перечисленных выше, основных поражающих факторов:

– Методика оценки последствий химических аварий (Токси. Редакция 2.2, 2001 г.).

– Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ (Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 апреля 2015 г. №158).

– Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (ТВС) (Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. №137).

– Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404).

– Метод расчета размеров зон, ограниченных нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР) газов и паров; метод расчета интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ; метод расчета интенсивности теплового излучения и времени существования «огненного шара»; метод расчета параметров волны давления при сгорании газопаровоздушных смесей в открытом пространстве (ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ, Приложение Б, В, Д, Е).

– Расчет размеров факела при струйном горении. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, 2006 г. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, 2009 г.

– Расчет размеров факела при струйном горении. Экспресс-методика ВНИИГаз.

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

						34-2020-АОР.ТЧ	Лист
							32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

– Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (ОНД-86).

Также при оценке опасностей, возникающих при авариях, связанных с выбросом и горением опасных веществ и иными сценариями аварий, использовались следующие нормативные и методические материалы:

– Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"

– СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

– ГОСТ ССБТ 12.1.004-91\* «Пожарная безопасность. Общие требования».

– ГОСТ Р 51901.1-2002\* «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем».

– Методики оценки рисков чрезвычайных ситуаций и нормативы приемлемого риска чрезвычайных ситуаций (Руководство по оценке рисков чрезвычайных ситуаций техногенного характера, в том числе при эксплуатации критически важных объектов Российской Федерации), утвержденные Первым заместителем Министра МЧС России Р.Х. Цаликовым от 09.01.2008 г. №1-4-60-9.

– Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности. РАО «Газпром». ВНИИГАЗ, В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев, 1996.

– Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: ВНИИПО МЧС России, 2006.

– Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС, МЧС России, книга 2, 1994.

– Анализ дерева неполадок. Стандарт МЭК. – 1990.

– В. Маршалл. Основные опасности химических производств. «Мир», 1989.

– Бейкер У., П. Кокс. Взрывные явления. Оценка и последствия. «Мир», 1986.

– Атлас природных и техногенных опасностей в Российской Федерации. Под общей редакцией С.К. Шойгу. М. ИПЦ «Дизайн. Информация. Картография»: 2005.

Большинство используемых методов и методик расчета являются официально рекомендованными Ростехнадзором и МЧС РФ для оценки последствий промышленных аварий или общеприняты в инженерной практике.

При расчете параметров волны давления при сгорании газо-, паровоздушного облака и расчете интенсивности теплового излучения от пожара пролива использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Определение радиусов зон действия основных поражающих факторов при взрыве ТВС внутри помещений проводился в соответствии с Приложением 2 Федеральных норм и правил в области промышленной

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						Лист 33

безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

При моделировании сценариев аварий сделаны следующие предположения и допущения:

- расчеты проведены для режима нормальной эксплуатации оборудования и трубопроводов;
- при определении частоты утечек из напорного трубопровода и частоты разгерметизации для технологического оборудования проектируемого объекта использовалось Приложение 1 к пункту 15 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах;
- при проведении расчетов, в качестве консервативного допущения, предполагалась быстрая полная дегазация нефти.
- после перекрытия задвижек предполагалась полная дегазация нефти, находящейся в аварийном оборудовании и аварийных участках трубопроводов.
- при расчете интенсивности испарения опасного вещества, оценке последствий пожаров разлива использовалось «Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий» при следующих предположениях: площадь разлива определялась, исходя из общей массы высвобождающейся жидкой фазы; испарение опасного вещества происходит со всей площади разлива; горение опасного вещества на всей площади разлива.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей недостаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

Поражающими факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, в общем случае являются: открытый огонь и искры, тепловое излучение, горячие и токсичные продукты горения, дым, повышенная температура воздуха и предметов, пониженная концентрация кислорода, взрывы.

В качестве основного метода в данной работе применен метод количественного анализа, позволяющий определить размеры опасных зон, частоту и вероятность поражения.

Сценарий развития аварии во многом определяется условиями ее старта. Началом аварии может явиться полное разрушение (разгерметизация) блока, или частичная разгерметизация с пропуском опасных веществ в окружающее пространство. Определение максимальных параметров аварии безусловно представляет интерес для служб, формирующих силы и средства для локализации и ликвидации последствий крупных аварий. Однако необходимо иметь в виду, что чем крупнее авария, тем меньше вероятность ее реализации. Масштаб аварии можно довести до такого состояния, что ее вероятность окажется ничтожной, тогда среднегодовые затраты на восстановление объекта окажутся близкими к нулю.

Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Взам. инв. №						
Подпись и дата						

						Лист
						34
						34-2020-АОР.ТЧ

## 5 Идентификация опасностей

### 5.1 Определение возможных причин 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.

Из анализа свойств веществ, обрабатываемых в емкостном и технологическом оборудовании, а также трубопроводах, можно сделать вывод, что разгерметизация ведет к выбросу опасного вещества – нефть с возможностью последующего воспламенения.

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

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

К основным причинам и факторам, связанным с отказами оборудования и трубопроводов, относятся:

- опасности, связанные с типовыми процессами;
- физический износ, коррозия, механические повреждения оборудования или трубопроводов;
- прекращение подачи энергоресурсов;
- возможные ошибки персонала при ведении технологического процесса;
- внешние механические воздействия в результате строительной деятельности;
- структурные отказы или механические дефекты (в результате развития исходных дефектов основного металла и мест сварки);
- опасные природные явления: поражение молнией, разряд атмосферного электричества и др.

#### ***Причины, связанные с типовыми процессами***

Все основное оборудование, используемое на объекте, можно охарактеризовать по протекающим физико-химическим процессам и конструктивным особенностям оборудования. Все типовые процессы, протекающие на объекте, можно определить, как гидродинамические.

Гидродинамические процессы связаны со следующими типами оборудования:

- насосное оборудование;
- трубопроводные системы (трубы различных диаметров, трубопроводная арматура).

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

						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Аварийная остановка насосов может привести к нарушениям гидравлического, теплового и массообменного режима системы и разрушению оборудования. Отдельные элементы конструкции насосов обладают низким уровнем надежности (особенно торцевые уплотнения), что является источником утечек горючих жидкостей 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;

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

#### ***Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов***

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.

#### ***Прекращение подачи энергоресурсов***

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

#### ***Причины, связанные с ошибками персонала***

При недостаточно высоком уровне автоматизации технологического процесса контроль за ним требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. 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.

#### ***Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов***

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							34-2020-АОР.ТЧ
Инв. № подл.							36
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

несвоевременной локализации, оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

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

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

1. грозовые разряды и разряды от статического электричества;
2. смерч, ураган, лесные пожары;
3. снежные заносы и понижение температуры воздуха;
4. аварии воздушных судов;
5. специально спланированная диверсия.

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

### ***Источники зажигания***

Основные источники зажигания на нормально работающем оборудовании - проявление атмосферного электричества, самовозгорание пирофоров, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб и замере уровня, искры электроустановок.

Источниками зажигания при пожарах, возникших от загазованности, служили автомобили, искры от контактов магнитных пускателей и другого электрооборудования, открытый огонь и курение.

## **5.2 Определение типовых сценариев возможных аварий**

Основными опасными веществами, обращающимися на проектируемом объекте, является: нефть, попутный нефтяной газ, реагент.

В сценариях развития возможных аварий учитываются следующие явления, связанные с условиями обращения и выброса опасных веществ на ОПО НГД:

- пролив (разлив) жидкости;
- испарение пролива (разлива) жидкости;
- пожар пролива (разлива);
- пожар-вспышка;
- взрыв облака ГВС (дефлаграция или детонация) на открытом или частично загроможденном пространстве.

Опасное вещество, обращающееся на проектируемом объекте, может образовать с кислородом воздуха взрывопожароопасные смеси, а также оказывать токсическое воздействие на персонал.

В обозначении группы сценариев первая цифра обозначает частичную (1) или полную (2) разгерметизацию оборудования, вторая цифра – характеристику аварии: 1 – разгерметизация без воспламенения; 2 – разгерметизация с последующим пожаром; 3 – разгерметизация с последующим взрывом.

В качестве частичной разгерметизации принят дефект типа «свищ» условным диаметром 5мм (0,005м).

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
										37
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

На проектируемом объекте возможны следующие группы типовых сценариев аварий для оборудования, содержащего горючие жидкости (ГЖ):

**Сценарий ГЖ1.1:**

Частичная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → рассеивание облака топливовоздушной смеси без воспламенения → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ1.2:**

Частичная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → воспламенение облака топливовоздушной смеси → пожар пролива → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ1.3:**

Частичная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → взрыв облака топливовоздушной смеси → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ2.1:**

Полная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → рассеивание облака топливовоздушной смеси без воспламенения → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ2.2:**

Полная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → воспламенение облака топливовоздушной смеси → пожар пролива → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

**Сценарий ГЖ2.3:**

Полная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							38



смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → взрыв облака топливовоздушной смеси → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

В таблице 12 представлен перечень сценариев аварийных ситуаций, характерных для проектируемых объектов.

Таблица 12 – Перечень сценариев аварийных ситуаций

Наименование технологического оборудования	Возможные сценарии аварий
1	2
<b>Куст скважин №14</b>	
ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3
Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3
Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3
<b>Нефтегазопроводы</b>	
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

## 6 Результаты оценки риска

### 6.1 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, с использованием рекомендаций методик, приведенных в п. 5.

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

- массы вещества, содержащегося в аварийном оборудовании/трубопроводе;
- массы вещества, поступившей из трубопровода за время закрытия отсечных задвижек (120 сек. при дистанционном управлении и 300 сек. при ручном управлении).

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 условии мгновенного разгазирования в результате падения давления в аварийной емкости до атмосферного;
- в авариях, связанных с взрывом паров опасных веществ, участвует вся масса паров опасного вещества, испарившихся с поверхности пролива в течение 3600 сек.

В основу количественной оценки опасных веществ, участвующих в аварии на нефтегазопроводах положены следующие предпосылки и допущения:

- за рабочее давление на рассматриваемых оборудовании/трубопроводах принято максимальное рабочее давление без учета гидравлических потерь.
- учет рельефа местности;
- разрыв трубы происходит в точке с наименьшей геодезической отметкой;
- дефектные отверстия расположены на нижней образующей трубы;
- типы дефектных отверстий (разрушений) – «гильотинный» разрыв (полная разгерметизация трубопровода), трещина, «свищ». Так как далее рассматриваются наиболее опасный и наиболее вероятный сценарии аварии, то сценарий аварии с образованием трещины исключается).

Истечение нефти из дефектного отверстия происходит по 3 режимам:

- напорный режим (с момента повреждения до остановки насосов),
- безнапорный режим (с момента остановки насосов до закрытия задвижек),

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

- самотечный режим (с момента закрытия задвижек до прекращения утечки).
- время остановки насосов принимается:
- при аварии с «гильотинным» разрывом  $tr1 = 120$  сек;
- при аварии с образованием «свища»  $tc1 = 3600$  сек.

Время перекрытия запорной арматуры принимается равным 10-20 мин с момента обнаружения аварии в зависимости от места аварии. Усредненное время ликвидации аварийного истечения принимается равным 1 часу с момента обнаружения аварии.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей, не достаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

Максимальное количество опасных веществ, участвующих в аварии и участвующих в создании поражающих факторов по рассмотренным сценариям, представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии и участвующего в создании поражающих факторов при разгерметизации оборудования

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Последствия аварии	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т			
				участвующего в аварии		участвующего в создании поражающих факторов	
				ЖФ	ПГФ	ЖФ	ПГФ
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Куст скважин №14</b>							
ГЖ1.1	ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,035	0,023	0,035	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	1,164	0,784	1,164	0,784
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	1,164	0,784	1,164	0,784
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	1,164	0,784	1,164	0,078

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							41

## Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
ГЖ1.1	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,035	0,023	0,035	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,695	0,476	0,695	0,476
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,695	0,476	0,695	0,476
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,695	0,476	0,695	0,048
ГЖ1.1	Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,035	0,023	0,035	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	2,371	1,609	2,371	1,609
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	2,371	1,609	2,371	1,609
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	2,371	1,609	2,371	0,161
<b>Нефтегазопроводы</b>							
ГЖ1.1	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,035	0,023	0,035	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,035	0,023	0,035	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	2,755	2,128	2,755	2,128
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	2,755	2,128	2,755	2,128
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	2,755	2,128	2,755	0,213

Примечание: расчеты для нефтегазопроводов выполнены для наихудшего варианта.

К поражающим факторам аварий на проектируемых объектах относятся:

- воздушная ударная волна, возникающая при взрывных превращениях облаков топливовоздушных смесей;
- тепловое излучение продуктов горения при пожаре и взрыве;
- осколочные поля, создаваемые летящими обломками технологического оборудования, строительных конструкций и т.д.;
- завалы, обрушения конструкций, сооружений, зданий.

Метеоусловиями для наиболее опасных сценариев аварий являются: температура почвы и воздуха +20°С (средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца), безветрие.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							42

## 6.2 Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей

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

Согласно пункту 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 (испарения) превышает фактическую площадь помещения (здания), то площадь разлива (испарения) принимается равной площади помещения (здания).

Количество опасного вещества, выброшенного из технологического оборудования на подстилающую поверхность приведено в п. 6.1.

Определение площади разлива (испарения) на неограниченную наземную поверхность осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009г. № 404). Согласно Приложению 3 Методики, при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива  $F_{пр}$  жидкости определяется по формуле:

$$F_{пр} = \phi_p \cdot V_{ж}, \quad (1)$$

где:  $\phi_p$  – коэффициент разлития, м<sup>-1</sup> (при отсутствии данных допускается принимать равным 20 м<sup>-1</sup> при проливе на грунтовое покрытие и 5 м<sup>-1</sup> при проливе на неспланированную грунтовую поверхность);

$V_{ж}$  – объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации, м<sup>3</sup>.

Результаты определения площадей разлива (испарения) при частичной или полной разгерметизации технологического оборудования представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты определения площадей разлива (испарения)

Взам. инв. №	Наименование оборудования						Площадь разлива, м <sup>2</sup>	
							сценарий ГЖ1.1	сценарий ГЖ2.1
	<b>Куст скважин №14</b>							
	ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная						В пределах блока	В пределах блока
	ИУ-40-4-400							
	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин						0,2	4,2
	Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ						0,2	14,4
	<b>Нефтегазопроводы</b>							
	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10						0,2	16,8
Инав. № подл.								Лист
								43
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	

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

При расчете параметров волны давления при сгорании газо-, паровоздушного облака использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Расчетная методика программного комплекса «ТОКСИ+Risk» для расчета взрывов ТВС выполнена на основании Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

Основными структурными элементами алгоритма расчетов являются:

- определение ожидаемого режима сгорания облака;
- расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных волн давления для различных режимов;
- определение дополнительных характеристик взрывной нагрузки;
- оценка поражающего воздействия.

Ожидаемый режим сгорания облака зависит от типа горючего вещества и степени загроможденности окружающего пространства.

Для расчета были приняты следующие условия:

- облако ТВС расположено на поверхности земли;
- класс горючих веществ по степени чувствительности 4 – слабо чувствительные вещества;
- класс окружающего пространства по степени загроможденности IV – слабо загроможденное пространство и свободное пространство.

Ожидаемый режим сгорания облака определяется в зависимости от класса горючего вещества, а также класса загроможденности окружающего пространства и соответствует 6 классу режима сгорания облака – дефлаграция, скорость фронта пламени 72 – 87 м/с.

Предполагается, что инициирование взрывного превращения происходит в центре облака топливно-воздушной смеси (ТВС).

Результаты расчета параметров волны давления при сгорании ТВС в открытом пространстве приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты расчета зон действия поражающих факторов при взрыве облака ТВС в открытом пространстве

Взам. инв. №	№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Расстояние от центра облака, м					
			100кПа	53кПа	28кПа	12кПа	5кПа	3кПа
	1	2	3	4	5	6	7	8
	<b>Куст скважин №14</b>							
	ГЖ1.3	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	-	-	-	-	15,01	24,51
	ГЖ2.3		-	-	-	-	16,87	33,78
	ГЖ1.3	Н1-Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	-	-	-	-	15,01	24,51
	ГЖ2.3		-	-	-	-	44,37	80,42
	<b>Нефтегазопроводы</b>							
	ГЖ1.3	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	-	-	-	-	15,01	24,51
	ГЖ2.3		-	-	-	-	16,87	33,78
Инд. № подл.								Лист
	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>							44
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны 5 кПа принимается безопасной для человека. Воздействие на человека ударной волной с избыточным давлением на фронте  $> 120$  кПа рекомендуется принимать в качестве смертельного поражения. Для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение избыточного давления, превышающее 70 кПа.

В таблице 16 приведены значения критического давления для людей, находящихся в зданиях (согласно Руководству по оценке пожарного риска для промышленных предприятий).

Таблица 16 – Значения критического давления для людей, находящихся в зданиях

Вид воздействия	Давление воздействия, кПа
1	2
Люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, погибнут в результате прямого поражения УВ, под развалинами зданий или вследствие удара о твердые предметы	190
Наиболее вероятно, что все люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, либо погибнут, либо получат серьезные повреждения в результате действия взрывной волны, либо при обрушении здания или перемещении тела взрывной волной	69 ÷ 76
Люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, либо погибнут или получат серьезные повреждения барабанных перепонок и легких под действием взрывной волны, либо будут поражены осколками и развалинами здания	55
Обслуживающий персонал получит серьезные повреждения с возможным летальным исходом в результате поражения осколками, развалинами здания, горящими предметами и т.п. Имеется 10 %-я вероятность разрыва барабанных перепонок	24
Возможна временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов взрывной волны, таких, как обрушение зданий, и третичного эффекта переноса тела. Летальный исход или серьезные повреждения от прямого воздействия взрывной волны маловероятны	16
С высокой надежностью гарантируется отсутствие летального исхода или серьезных повреждений. Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен здания	5,9 ÷ 8,3

В таблице 17 приведены значения критического давления для разрушения ударной волной тех или иных элементов зданий и для повреждений некоторых промышленных конструкций (согласно Руководству по оценке пожарного риска для промышленных предприятий).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						45
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Таблица 17 – Значения критического давления для разрушения ударной волной тех или иных элементов зданий

Характер повреждений элементов зданий	ΔP, кПа
1	2
Разрушение остекления	2 ÷ 7
Разрушение перегородок и кровли: деревянных каркасных зданий	12
кирпичных зданий	15
железобетонных каркасных зданий	17
Разрушение перекрытий: деревянных каркасных зданий	17
промышленных кирпичных зданий	28
промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	30
зданий с массивными стенами	42
Разрушение стен: шлакоблочных зданий	22
деревянных каркасных зданий	28
кирпичных зданий со стенами в 1,5 кирпича	40
зданий с массивными стенами	100
Разрушение фундаментов	215 ÷ 400

В таблице 18 приведены степени разрушения различных административных, производственных зданий и сооружений от воздействия избыточного давления ударной волной при сгорании газо-, паровоздушных смесей (согласно таблицы №5-5 Приложения 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

Таблица 18 – Данные о степени разрушения производственных, административных зданий и сооружений, имеющих разную устойчивость

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
1	2	3	4	5
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20-30	30-40	40-50	>50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкции	10-20	25-35	35-45	>45
Складские кирпичные здания	10-20	20-30	30-40	>40
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5-7	7-10	10-15	>15
Бетонные и железобетонные здания и антисейсмические конструкции	25-35	80-120	150-200	>200

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
									46
Инав. № подл.									



## Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25-45	45-105	105-170	170-215
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10-15	15-25	25-35	35-45
Деревянные дома	6-8	8-12	12-20	> 20
Подземные сети, трубопроводы	400-600	600-1000	1000-1500	1500
Трубопроводы наземные	20	50	130	-
Кабельные подземные линии	До 800	-	-	1500
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

В таблице 19 приведены критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления при сгорании газо-, паровоздушных смесей (согласно таблицы №5-4 Приложения 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

Таблица 19 – Критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	более 100
Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу	70
Средние повреждения зданий, возможно восстановление здания	28
Разрушение оконных проемов, легкообрасываемых конструкций	14
Частичное разрушение остекления	менее 2

#### 6.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в закрытом помещении

Определение радиусов зон действия основных поражающих факторов при взрыве ТВС в закрытом помещении производится в соответствии с Приложением 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Радиусы зон разрушений определяются по формуле:

$$R = K \cdot R_0, (1)$$

где: K – безразмерный коэффициент, характеризующий воздействие взрыва на объект (K1= 3,8, K2=5,6, K3=9,6, K4=28, K5=56).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
									47
Инав. № подл.									

$$R_0 = \frac{\sqrt[3]{W_T}}{\left[ 1 + \left( \frac{3180}{W_T} \right)^2 \right]^{1/6}}, (2)$$

где:  $W_T$  – тротиловый эквивалент взрыва парогазовой среды (кг):

$$W_T = \frac{0,4 \cdot q'}{0,9 \cdot q_T} \cdot zm, (3)$$

где:  $q'$  – удельная теплота сгорания парогазовой среды, кДж/кг;

$q_T$  – удельная энергия взрыва ТНТ, кДж/кг ( $q_T = 4520$  кДж/кг);

$m$  – общая масса горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака;

$z$  – доля приведенной массы парогазовых веществ, участвующих во взрыве ( $z = 0,3$ ).

Результаты расчета основных параметров взрыва ТВС в помещении приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета основных параметров взрыва ТВС в помещении

№ сценария	Наименование оборудования	Расстояние от геометрического центра облака ТВС, м				
		$p \geq 100$ кПа	$p = 70$ кПа	$p = 28$ кПа	$p = 14$ кПа	$p < 2$ кПа
<b>Куст скважин №14</b>						
ГЖ1.3	ИУ-1 Установка измерительная	0,45	0,66	1,14	3,32	6,64
ГЖ2.3	автоматизированная ИУ-40-4-400	4,72	6,95	11,92	34,76	69,51

Таким образом, при взрыве облака ТВС внутри помещения произойдет полное разрушение блока.

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

Поражающим фактором при пожаре разлива является тепловое воздействие за счет теплового излучения и конвекционного воздействия факела. Эти факторы ограничивают свободу передвижения и затрудняют действие людей, но не создают непосредственной угрозы для их жизни, так как опасное воздействие излучения проявляется постепенно, а люди все-таки могут более или менее произвольно выбирать свое расположение. Однако, под воздействием теплового излучения возможен сильный перегрев оборудования с деформацией и потерей механической прочности.

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

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 или факела, принимается равной 1.

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

Гибель людей может наступить даже при кратковременном воздействии открытого огня в результате сгорания, ожогов или сильного перегрева. Характер и последствия воздействия открытого огня на материальные ценности зависят от их горючести. Несгораемые конструкции могут быть уничтожены огнем в результате расплавления, деформации или обрушения при перегреве и потере механической прочности.

При расчете интенсивности теплового излучения от пожара пролива использовалось программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Результаты расчета интенсивности теплового излучения от пожара пролива представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета интенсивности теплового излучения от пожара пролива

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Эффективный радиус зоны действия открытого огня, м	Расстояние от геометрического центра опасного образования 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>
1	2	3	4	5	6	7
<b>Куст скважин №14</b>						
ГЖ1.2 ГЖ2.2	ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	В пределах помещения				
ГЖ1.2	Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	0,26	0,38	0,55	0,87	1,98
ГЖ2.2		1,16	1,67	2,4	3,65	7,51
ГЖ1.2	Н1 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	0,26	0,38	0,55	0,87	1,98
ГЖ2.2		2,14	3,08	4,38	6,53	12,93
<b>Нефтегазопроводы</b>						
ГЖ1.2	Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	0,26	0,38	0,55	0,87	1,98
ГЖ2.2		2,31	3,33	4,72	7,02	13,84

При оценке воздействия теплового излучения основным критерием поражения является интенсивность теплового излучения. Детерминированные критерии поражения людей приведены в таблице 22 (согласно таблицы №5-2 Приложения 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»). Для определение числа пострадавших

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							49

рекомендуется принимать значение интенсивности теплового излучения, превышающего 7,0 кВт/м<sup>2</sup>.

Таблица 22 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 - 30 с	7,0
Ожог первой степени через 15 - 20 с	
Ожог второй степени через 30 - 40 с	
Непереносимая боль через 3 - 5 с	10,5
Ожог первой степени через 6 - 8 с	
Ожог второй степени через 12 - 16 с	
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин.	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	17,0

Приведенные размеры зон поражения следует рассматривать как максимальные. В реальных условиях они могут оказаться существенно ниже. Этому способствуют следующие факторы, снижающие масштабы крупных аварийных ситуаций на рассматриваемых объектах:

- в непосредственной близости с проектируемым объектом нет городов и поселков;
- низкие температуры, снежный покров и сильный ветер сводят к минимуму вероятность образования протяженных облаков топливно-воздушной смеси в холодное время года;
- эффективность действий по локализации и ликвидации последствий аварий, которая может существенно снизить объемы выбросов, а также долю потерянной продукции.

### 6.6 Оценка возможного числа пострадавших

Возможность смертельного поражения человека зависит от многих факторов: интенсивности выброса, направления и скорости ветра, влажности воздуха, диаметра и рабочего давления в трубопроводе, рельефа местности и наличия естественных или искусственных укрытий, продолжительности воздействия поражающих факторов, пространственно-временного распределения персонала объекта вокруг источника аварии, адекватности поведения человека и т.д.

Влияние большей части этих факторов независимы от человека, их реализация носит случайный характер, а мерой случайности является вероятность и частота появления данного события.

В общем случае априорная минимизация поражения людей на проектируемом объекте достигается нормативной регламентацией расстояния от

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

элементов трубопроводных систем и оборудования до населенных пунктов, предприятий и иных сооружений и назначением охранных зон.

Обслуживающим персоналом по проектируемым объектам являются работники, входящие в штат ООО «Пурнефть».

Персонал, обеспечивающий техническое обслуживание проектируемых кустов скважин входит в состав существующих служб. Дополнительного увеличения штатов не требуется.

Проектируемое оборудование на площадках кустов скважин принято в блочном исполнении, заводского изготовления, автоматизировано, работает без постоянного обслуживающего персонала.

Постоянного присутствия обслуживающего персонала на кустах скважин и промысловых трубопроводах не предусматривается. Обслуживающий персонал может находиться вблизи объекта при проведении осмотра, технического обслуживания или проведении ремонтных работ.

На прилегающей территории нет населенных пунктов с постоянно проживающим населением. Опасность поражения в случаях аварии для населения отсутствует, так как населенные пункты находятся на удаленном расстоянии и в зону воздействия поражающих факторов не попадают.

Условная вероятность поражения человека избыточным давлением, развиваемым при сгорании топливно-воздушных смесей, а также условная вероятность поражения человека тепловым излучением определялась согласно Приложению №4 к пункту 20 Методики определения величин пожарного риска на производственных объектах.

Максимальное давление взрыва топливовоздушной смеси при испарении легких углеводородов с поверхности нефти, газовоздушной смеси скопления паров взрывоопасной концентрации не превышает 12 кПа, т.е. смертельное травмирование человека на открытой площадке непосредственно от воздействия ударной волны при взрыве (хлопке) топливовоздушной смеси невозможно.

Гибель человека в результате воздействия поражающих факторов пожара пролива (горение нефти) возможна только при нахождении его непосредственно в опасной зоне воздействия пламени пожара в течение длительного времени.

Количество пострадавших от реализации сценариев аварий ГЖ2.2 принимаем 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					34-2020-АОР.ТЧ	Лист
								51
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## 7 Расчет энергетических потенциалов и категорирование по взрывоопасности технологических блоков

Основными объектами проектируемых объектов, при разгерметизации которых могут образоваться взрывоопасные топливно-воздушные смеси, являются:

1) На кусте скважин №14:

- ИУ-1 Установка измерительная ИУ- 40-4-400;
- Н19 - трубопровод выкидной от добывающих скважин;
- Н1 - трубопровод нефтегазосборный с ИУ.

2) На линейных промысловых трубопроводах:

- Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10.

Расчет энергетических потенциалов и категорирование по взрывоопасности технологических блоков осуществляется в соответствии с Приложением 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Результаты расчета энергетических потенциалов и категорирования по взрывоопасности технологических блоков приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Показатели категорий взрывоопасности технологических блоков

№ блока	Общий энергетический потенциал взрывоопасности, $E \times 10^6$ кДж	Приведенная масса парогазовой среды, кг	Относительный энергетический потенциал взрывоопасности, $Q_v$	Категория взрывоопасности
1	2	3	4	5
<b>Куст скважин №14</b>				
ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	10,83	235,5	13,3	III
Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	0,55	11,9	4,9	III
Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	0,75	16,3	5,5	III
<b>Нефтегазопроводы</b>				
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	18,11	393,6	15,8	III

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>		Лист
									52
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

## 8 Обобщение оценок риска

### 8.1 Оценка среднестатистической частоты аварий технологического оборудования и трубопроводов

Определение вероятности возникновения аварийных ситуаций выполнено на основании: Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. №144; Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. №317.

Для оценки частоты инициирующих и последующих событий в анализируемых сценариях аварий рекомендуется использовать:

а) статистические данные по аварийности, по надежности технических устройств и технологических систем, соответствующие отраслевой специфике ОПО или виду производственной;

б) логико-графические методы "Анализ деревьев событий", "Анализ деревьев отказов", имитационные модели возникновения аварий на ОПО;

в) экспертные специальные знания в области аварийности и травматизма на ОПО в различных отраслях промышленности, энергетики и транспорта.

Частоты разгерметизации трубопроводов приведены в таблице 24 (согласно Приложению 4, таблица №4-1 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

Таблица 24 – Частоты разгерметизации трубопроводов

Внутренний диаметр трубопровода	Частота разгерметизации, 1/год*м	
	Разрыв на полное сечение, истечение из двух концов трубы	Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% номинального диаметра трубы, но не больше 50 мм
	ТР1	ТР2
Менее 75 мм	$1 \times 10^{-6}$	$5 \times 10^{-6}$
От 75 до 150 мм	$3 \times 10^{-7}$	$2 \times 10^{-6}$
Более 150 мм	$1 \times 10^{-7}$	$5 \times 10^{-7}$

Примечания:

1. Частоты приведены для технологических трубопроводов, не подверженных интенсивной вибрации, не работающих в агрессивной среде, при отсутствии эрозии, не подверженных циклическим тепловым нагрузкам.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.					Лист
			34-2020-АОР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2. При наличии указанных факторов частота повышается в 3 - 10 раз в зависимости от специфики условий.

3. Разгерметизация на фланцевых соединениях добавляется к разгерметизации на трубопроводах. Одно фланцевое соединение по частоте разгерметизации приравнивается к 10 м трубопровода.

4. Длина трубопровода не менее 10 м. При меньшей длине она считается равной 10 м.

Данные оценки частоты аварий на трубопроводах с возникновением утечек определенного размера справедливы для новых проектируемых трубопроводов.

В последующие годы эксплуатации трубопроводов частота аварий может увеличиться в зависимости от множества факторов: соблюдения технологических параметров безопасности, своевременного проведения технического освидетельствования трубопроводов, мер по защите от почвенной и атмосферной коррозии и др.

Сведения по частотам реализации иницирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования проектируемого объекта приведены в таблице 25 (согласно Приложению 1 к пункту 15 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах).

Таблица 25 – Частоты реализации иницирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования объектов

Наименование оборудования	Иницирующее аварийю событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год <sup>-1</sup>
Резервуары, емкости, сосуды и аппараты под давлением	Разгерметизация с последующим истечением жидкости, газа или двухфазной среды	5	$4,0 \times 10^{-5}$
		12,5	$1,0 \times 10^{-5}$
		25	$6,2 \times 10^{-6}$
		50	$3,8 \times 10^{-6}$
		100	$1,7 \times 10^{-6}$
		полное разрушение	$3,0 \times 10^{-7}$
Резервуары для хранения ЛВЖ и горючих жидкостей при давлении, близком к атмосферному	Разгерметизация с последующим истечением жидкости	25	$8,8 \times 10^{-5}$
		100	$1,2 \times 10^{-5}$
		полное разрушение	$5,0 \times 10^{-6}$

В соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», частота возникновения событий (вероятность аварий) разбивается на 5 уровней:

- частое событие – частота возникновения  $> 1 \text{ год}^{-1}$  (происходит более одного раза на объекте);
- вероятное событие – частота возникновения  $1 - 10^{-2} \text{ год}^{-1}$  (несколько раз за время существования объекта);
- возможное событие – частота возникновения  $10^{-2} - 10^{-4} \text{ год}^{-1}$  (отдельные случаи в отечественной практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.					Лист	
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>					54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		



- редкое событие – частота возникновения  $10^{-4} - 10^{-6} \text{ год}^{-1}$  (отдельные случаи в мировой практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);
- практически невероятное событие – ожидаемая частота возникновения  $< 10^{-6} \text{ год}^{-1}$  (теоретически возможный, но на практике не регистрировался).

## 8.2 Оценка частот реализации сценариев возможных аварий

Учитывая принятую ожидаемую частоту разгерметизации оборудования проектируемых объектов, а также сведения, представленные на рисунке 1, можно определить ожидаемую частоту реализации сценариев возможных аварий.

Результаты расчетов частоты возможных аварий на проектируемых объектах приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Частота реализации аварий с разгерметизацией оборудования, содержащих углеводородные жидкости и 2-х фазные смеси

Наименование оборудования	Частота реализации сценария аварии, год <sup>-1</sup>					
	ГЖ1.1	ГЖ1.2	ГЖ1.3	ГЖ2.1	ГЖ2.2	ГЖ2.3
1	2	3	4	5	6	7
<b>Куст скважин №113</b>						
ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	$1,62 \times 10^{-5}$	$1,80 \times 10^{-6}$	$1,80 \times 10^{-7}$	$1,22 \times 10^{-7}$	$1,35 \times 10^{-8}$	$1,35 \times 10^{-9}$
Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	$7,86 \times 10^{-5}$	$8,73 \times 10^{-6}$	$8,73 \times 10^{-7}$	$1,18 \times 10^{-5}$	$1,31 \times 10^{-6}$	$1,31 \times 10^{-7}$
Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	$3,00 \times 10^{-5}$	$3,33 \times 10^{-6}$	$3,33 \times 10^{-7}$	$4,50 \times 10^{-6}$	$5,00 \times 10^{-7}$	$5,00 \times 10^{-8}$
<b>Нефтегазопроводы</b>						
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	$1,08 \times 10^{-3}$	$1,20 \times 10^{-4}$	$1,20 \times 10^{-5}$	$1,62 \times 10^{-4}$	$1,80 \times 10^{-5}$	$1,80 \times 10^{-6}$

Блок-схема «Дерева событий» анализа вероятных сценариев возникновения и развития аварий на проектируемых объектах приведена на рисунке 1.

Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>					Лист
					55

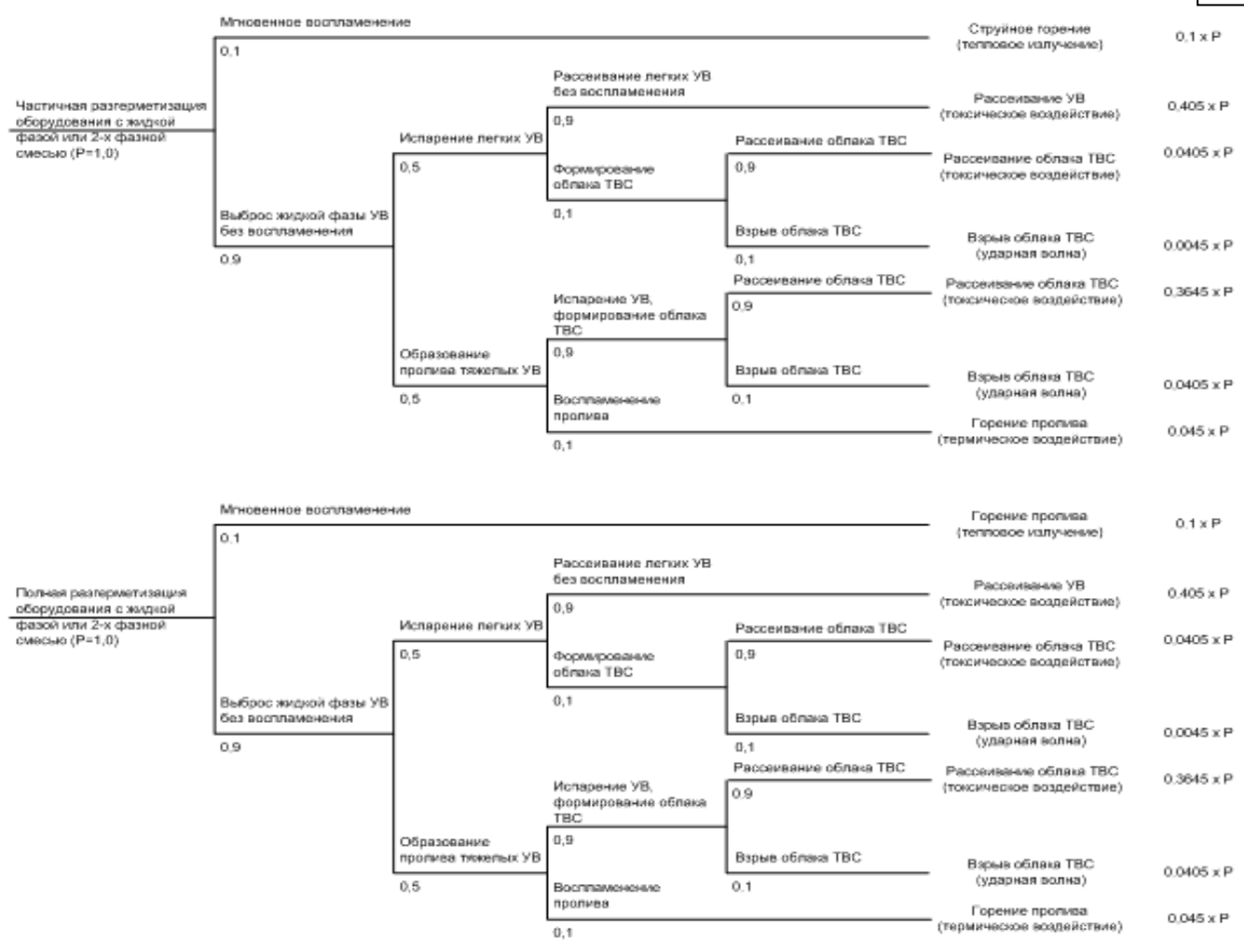


Рисунок 1 – «Деревья событий» сценариев аварий с частичной (а) и полной (б) разгерметизацией технологического оборудования, содержащего углеводородные жидкости и 2-х фазные смеси.

Установление степени опасности аварий на ОПО и определение наиболее опасных составных частей ОПО используют для разработки обоснованных рекомендаций по снижению риска аварии на ОПО.

Проведем категорирование аварийной опасности ОПО, основанное на результатах расчета максимальных масштабов последствий аварий (в соответствии с таблицей 6-3 Приложения 6 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							56

Таблица 27 – Категорирование ОПО по уровню риска аварии

Категория опасности ОПО по уровню риска аварии	Наименование показателя и значения критериев аварийной опасности производственных объектов по уровню риска аварии				
	1) наличие третьих лиц в зонах смертельного поражения при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии (НОА)	2) количество человек, у которых могут быть нарушены условия жизнедеятельности и при НОА, чел.	3) возможное число погибших при НОА, чел.	4) кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем	5) возможный аварийный разлив нефти и нефтепродуктов на местности и во внутренних пресноводных водоемах, т
Чрезвычайно высокий риск аварии	Населенные пункты или места массового скопления людей	Более 1500	Более 50	Более 10	Более 1000
Высокий риск аварии	Транспортные магистрали	От 300 до 1500	От 10 до 50	1 - 10	500 - 1000
Средний риск аварии	Постоянно находятся третьи лица	От 75 до 300	От 5 до 10	0,1 - 1	100 - 500
Малый риск аварии	Эпизодически находятся третьи лица	До 75	До 5	Менее 0,1	До 100

В соответствии с данными таблицы 27 и результатами проведенного анализа риска, проектируемые объекты, как составные части действующих ОПО и можно отнести к категории ОПО с малым риском аварии.

### 8.3 Индивидуальный пожарный риск на территории объекта

Для проведения оценки возможного числа пострадавших от аварий на ОПО НГД используются критерии и законы поражения людей и разрушения (повреждения) оборудования, зданий и сооружений, приведенные в приложении №3 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", пункте 40 Руководства по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ", Руководстве по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах".

Оценка возможного числа пострадавших от аварий на ОПО НГД проводится на основе:

- полученных зон действия поражающих факторов;
- критериев и законов поражения людей на открытой местности и в зданиях;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
									57
Индв. № подл.									

- распределения и времени нахождения людей в зоне действия поражающих факторов.

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск – частота поражения отдельного индивидуума (человека) в результате воздействия исследуемых факторов опасности. В общем случае количественно (численно) индивидуальный риск выражается отношением числа пострадавших людей к общему числу рискующих за определенный период времени. При расчете распределения риска по территории вокруг объекта индивидуальный риск определяется потенциальным территориальным риском (потенциальный риск - частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории) и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. Индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и готовностью индивидуума к действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск, как правило, следует определять не для каждого человека, а для групп людей, характеризующихся примерно одинаковым временем пребывания в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты.

Индивидуальный риск рассматривают как основное понятие, во-первых, в связи с приоритетностью человеческой жизни как высшей ценности, во-вторых, в связи с тем, что именно индивидуальный риск может быть оценен за большими выборками с достаточным уровнем достоверности, что позволяет определить другие важные категории риска при анализе опасностей и устанавливать приемлемые и неприемлемые уровни риск.

Величину индивидуального риска  $R_B$  при сгорании газо-, паро- или пылевоздушных смесей рассчитывают по формуле:

$$R_B = \sum_{i=1}^n Q_{Vi} \cdot Q_{ВПi}, \quad (4)$$

где:  $Q_{Vi}$  – годовая частота возникновения  $i$ -й аварии с горением газо-, паро- или пылевоздушной смеси на рассматриваемой наружной установке, 1/год;  $Q_{ВПi}$  - условная вероятность нахождения персонала с зоне действия поражающего фактора;  $n$ - количество типов рассматриваемых аварий.

Расчет индивидуального риска выполнен при допущении, что на проектируемом линейной объекте и кустовой площадке в непосредственной близости от технологического оборудования может находиться 2 человека 1 час в сутки 1 раз в неделю. Вероятность нахождения персонала в зоне действия поражающих факторов составляет  $1/7/24 = 0,006$ .

При оценке индивидуального риска учитывалась вероятность нахождения персонала в зоне действия поражающих факторов, а также условная вероятность поражения персонала поражающими факторами (избыточное давление, тепловое излучение). Количество пострадавших при реализации сценариев аварий ГЖ2.2 принимаем 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

Взам. инв. №												
Подпись и дата												
Инв. № подл.												
												Лист
												58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ						

В таблице 28 представлен перечень проектируемых объектов с указанием рассчитанных показателей риска аварии для наиболее опасных сценариев аварий.

Таблица 28 – Перечень составляющих объекта обустройства с указанием рассчитанных показателей риска аварии для наиболее опасных сценариев аварий

Наименование оборудования	№ сценария	Частота реализации аварии, год <sup>-1</sup>	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
1	2	3	4
<b>Куст скважин №14</b>			
ИУ-1 Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400	ГЖ2.3	1,35x10 <sup>-9</sup>	8,10x10 <sup>-12</sup>
Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин	ГЖ2.2	1,31x10 <sup>-6</sup>	7,86x10 <sup>-9</sup>
Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	ГЖ2.2	5,00x10 <sup>-7</sup>	3,00x10 <sup>-9</sup>
<b>Нефтегазопроводы</b>			
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	ГЖ2.2	1,80x10 <sup>-5</sup>	1,08x10 <sup>-7</sup>

Персонал близлежащих организаций, население и иные физические лица в зону действия поражающих факторов от возможных сценариев аварий не попадают.

Согласно рекомендаций Декларации Российского научного общества анализа риска «О предельно допустимых уровнях риска» для новых объектов предельно допустимый уровень индивидуального риска может быть установлен на уровне  $1 \cdot 10^{-5}$  в год, для действующих  $1 \cdot 10^{-4}$  в год, при условии принятия мер по снижению риска в течение установленного срока. Дифференциация рекомендуемых нормативных уровней индивидуального риска для функционирующих и вновь строящихся объектов - источников техногенного риска приведена на рисунке 2.

В соответствии со статьей 93 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. нормативная величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не должна превышать  $10^{-6}$  в год.

Величина индивидуального риска на территории проектируемых объектов соответствует предельно допустимому уровню индивидуального риска.

При оценке социального риска учитывается степень опасности для группы людей в результате воздействия опасных факторов, ведущих к гибели 10 человек и более. В связи с этим, социальный риск не определялся, так как количество погибших при реализации наиболее опасного по последствиям сценария аварии на проектируемых объектах составит не более одного человека.

Ситуационный план действия поражающих факторов при реализации сценариев аварий представлен в графической части раздела.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						59
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

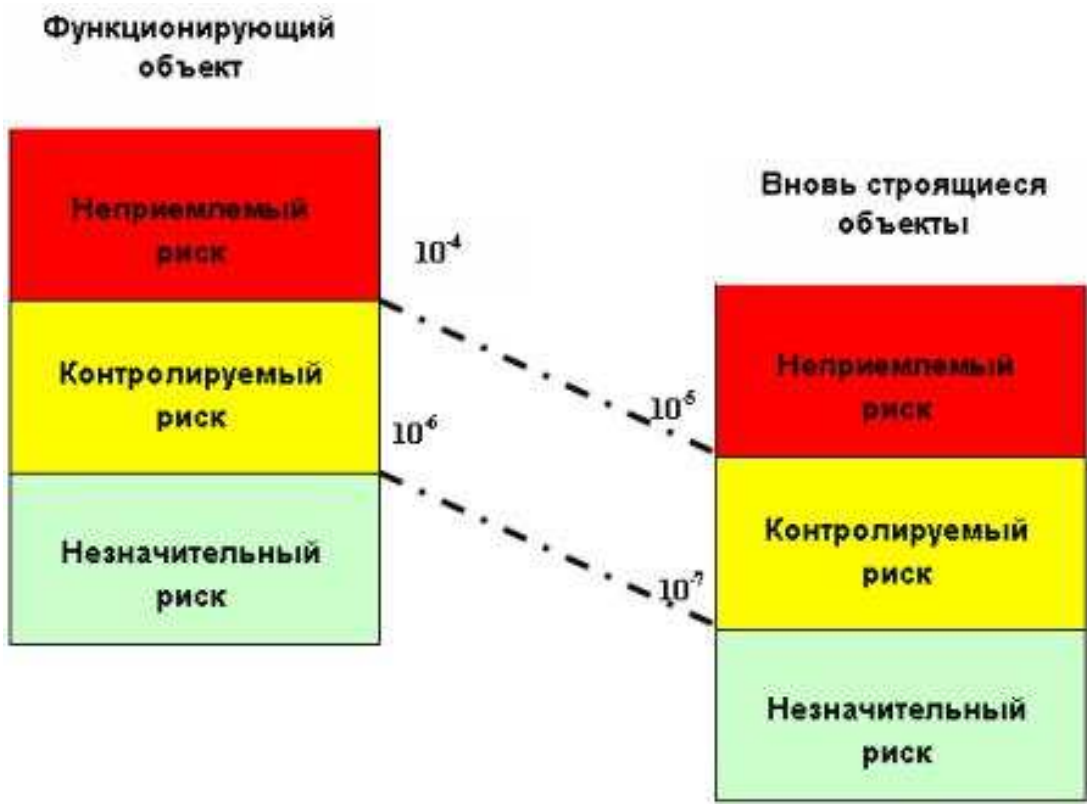


Рисунок 2 – Дифференциация рекомендуемых нормативных уровней индивидуального риска для функционирующих и вновь строящихся объектов - источников техногенного риска

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>

## 9 Рекомендации по уменьшению риска

Безопасность проектируемых объектов гарантируется на период эксплуатации при строгом соблюдении требований действующих нормативных документов по проектированию, а также строительству и эксплуатации.

Проектная документация разработана в соответствии с действующими нормативными документами по проектированию.

*Противопожарные мероприятия при осуществлении строительномонтажных работ*

*Обеспечение пожарной безопасности на территории строительства*

До начала строительства на строительной площадке должны быть разработаны противопожарные мероприятия.

Расположение объектов и сооружений на территории строительства должно соответствовать утвержденному в установленном порядке генплану, разработанному в составе проекта организации строительства с учетом требований Правил пожарной безопасности и действующих норм проектирования. Не допускается размещение сооружений на территории строительства с отступлением от действующих норм и правил, и утвержденного генплана.

Дороги на территории строительства имеют покрытие, пригодное для проезда пожарных автомобилей в любое время года, для въезда должны быть шириной не менее 4 м.

У въездов на стройплощадку должны вывешиваться планы пожарной защиты с нанесенными проектируемыми и вспомогательными зданиями и сооружениями, въездами, подъездами, местонахождением средств пожаротушения и связи.

К проектируемому объекту (в том числе временным), местам открытого хранения строительных материалов, конструкций и оборудования должен быть обеспечен свободный подъезд. Устройство подъездов и дорог к проектируемому объекту необходимо завершить к началу основных строительных работ.

*Обеспечение пожарной безопасности при производстве пожароопасных работ*

*Работы с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями*

Составление и разбавление всех видов лаков и красок необходимо производить в изолированных помещениях с оконными проемами или на открытых площадках. Подача окрасочных материалов должна производиться в готовом виде централизованно. Тара из-под лакокрасочных материалов должна плотно закрываться и храниться в специально отведенных площадках. Промывать инструмент и оборудование, применяемое при производстве работ с горючим веществами, необходимо на открытой площадке или в помещении, имеющим вентиляцию.

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

							<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
								61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

*Огневые работы*

Места проведения огневых работ следует обеспечивать первичными средствами пожаротушения (огнетушитель, ящик с песком и лопатой, ведром с водой).

При перерывах в работе, а также в конце рабочей смены сварочная аппаратура и оборудование должны быть убраны в специально отведенные помещения (места).

При проведении огневых работ запрещается:

- приступить к работе при неисправной аппаратуре;
- производить огневые работы на свежеекрашенных горючими красками (лаками) конструкциях и изделиях;
- использовать одежду и рукавицы со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих жидкостей;
- хранить в сварочных кабинах одежду, ЛВЖ, ГЖ и другие горючие материалы;
- допускать к самостоятельной работе учеников, а также работников, не имеющих квалификационного удостоверения и талона по технике пожарной безопасности;
- проведение огневых работ одновременно с устройством гидроизоляции и пароизоляции на кровле, наклейкой покрытий полов и отделкой помещений с применением горячих лаков, клеев, мастик и других горючих материалов.

Не разрешается использовать провода без изоляции или с поврежденной изоляцией, а также применять нестандартные аппараты защиты.

Соединять сварочные провода следует при помощи опрессования, сварки, пайки или специальных зажимов. Подключение электропроводов к электрододержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату должно выполняться при помощи медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбами. Провода, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, а также к местам сварочных работ, должны быть надежно изолированы и в необходимых местах защищены от действия высокой температуры, механических повреждений или химических воздействий.

В качестве обратного проводника, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, могут служить стальные или алюминиевые шины любого профиля, сварочные плиты, стеллажи и сама свариваемая конструкция при условии, если их сечение обеспечивает безопасное по условиям нагрева протекания тока. Соединение между собой отдельных элементов, используемых в качестве обратного проводника, должно выполняться с помощью болтов или зажимов. Использование в качестве обратного проводника сети заземления или зануления, а также металлических конструкций зданий, коммуникаций и технологического оборудования не разрешается. В этих случаях сварка должна производиться с применением двух проводов.

Конструкция электрододержателя для ручной сварки должна обеспечивать надежное зажатие и быструю смену электродов, а также исключать возможность короткого замыкания его корпуса на свариваемую деталь при временных

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						Подпись и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.

						Лист
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>						62



перерывах в работе или при случайном его падении на металлические предметы. Рукоятка электрододержателя должна быть сделана из негорючего диэлектрического и теплоизолирующего материала.

Электроды, применяемые при сварке, должны быть заводского изготовления и соответствовать номинальной величине сварочного тока. При смене электродов их остатки (огарки) следует помещать в специальный металлический ящик, устанавливаемый у места сварочных работ.

Электросварочная установка на время работы должна быть заземлена. Помимо заземления основного электросварного оборудования в сварочных установках следует непосредственно заземлять тот зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединяется проводник, идущий к изделию (обратный проводник).

Чистка агрегата и пусковой аппаратуры должна производиться ежедневно после окончания работы. Техническое обслуживание и планово-предупредительных ремонт сварочного оборудования должны производиться в соответствии с графиком

*Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий, после ввода объекта в эксплуатацию:*

- Организация пожарной охраны объектов и взаимодействие с территориальными подразделениями Федеральной противопожарной службы (ФПС) при тушении пожаров.

- Организация эксплуатации и надзора за системами противопожарной защиты.

- Организация обучения персонала правилам пожарной безопасности.

- Организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности.

- Разработка инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов о порядке работы с пожаровзрывоопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара и т.п.

- Определение порядка эвакуации людей, транспорта, спецтехники с проектируемых объектов при возникновении крупных пожароопасных аварийных ситуаций. Данный порядок должен быть предусмотрен планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО (ПМЛЛА) и планом пожаротушения.

- Соблюдение работающим персоналом требований, правил и норм охраны труда и производственной безопасности, периодическая проверка знаний и допуск к самостоятельной работе.

- Своевременное проведение технического освидетельствования оборудования, трубопроводов, работающих под давлением.

- Постоянная проверка на герметичность технологического оборудования и трубопроводов.

Взам. инв. №								
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ		Лист
								63

- Запрещение работать на неисправном оборудовании и неисправной запорной арматурой, приборах КИПиА.
- Постоянный (по графику) государственный и ведомственный надзор по проверке приборов КИПиА и их аттестация (поверка).
- Периодическая проверка и индивидуальное испытание предохранительных клапанов, запорной арматуры.
- Периодическая проверка заземления оборудования и коммуникаций в соответствии с Правилами ПТЭ и ПТБ.
- При загазованности выше ПДК для углеводородов вход в помещение только в проверенных изолирующих противогазах и защитной спецодежде.
- Периодическая проверка за исправностью и работой вентиляционных систем.
- Эксплуатирующей организации откорректировать план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО (ПМЛЛА) с учетом проектируемого оборудования.
- Создать необходимый аварийный запас оборудования, материалов и труб, позволяющий ликвидировать последствия чрезвычайных ситуаций, указанные в Плане предупреждения и ликвидации ЧС с учетом проектируемого оборудования.

Разработка мер по уменьшению риска аварий проектируемого объекта явится результатом выполнения комплексной программы выявления потенциальных факторов риска и оценки риска.

Перечень планируемых мер по уменьшению риска аварий приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Перечень планируемых мер по уменьшению риска аварий

Наименование мероприятия	Срок исполнения
1	2
Вести строгий контроль за проведением строительно-монтажных работ. Все отступления от принятых проектных решений фиксируются в исполнительной документации подрядчика и подлежат согласованию с разработчиком проекта	В период строительства
На все опасные объекты должны быть разработаны планы ликвидации аварий согласно п. 4 и Приложению 1 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101 и по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН) согласно требованиям постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"	По завершении строительства

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.					34-2020-АОР.ТЧ	Лист
								64
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## Продолжение таблицы 29

1	2
В процессе эксплуатации проектируемых объектов необходимо строго соблюдать технологический регламент и инструкции по эксплуатации оборудования и приборов контроля и сигнализации	В процессе эксплуатации
Соблюдение графиков проведения профилактических, ремонтных работ и освидетельствования сосудов, работающих под давлением	
При выполнении работ соблюдать правила промышленной безопасности, пожарной безопасности и охраны труда. Все работы повышенной опасности (огневые, газоопасные и т.д.) должны проводиться при наличии наряда-допуска	
Проверка до начала работ и периодически в процессе работ, отсутствия взрывоопасной концентрации нефтяных паров и горючих газов в зоне производства огневых работ	

Помимо вышеперечисленных мер, направленных на уменьшение риска аварий, эксплуатирующей организации необходимо обратить внимание на следующие факторы риска: при изменении нагрузок на персонал проводить своевременную аттестацию рабочих мест.

В соответствии с общей политикой МЧС и Ростехнадзора реализовывать концепцию комплексной защиты территории от угрозы возникновения ЧС за счет улучшения взаимодействия всех сил и средств под эгидой органов МЧС и администрации.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		<table border="1"> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td> </tr> </table>							Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата															
								65												

## 10 Заключение

В ходе проведения анализа безопасности оценке подверглись следующие объекты:

- 1) На кусту скважин №113:
  - ИУ-1 Установка измерительная ИУ- 40-4-400;
  - Н19 - трубопровод выкидной от добывающих скважин;
  - Н1 - трубопровод нефтегазосборный с ИУ.
- 2) На линейных промысловых трубопроводах:
  - Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10.

Проведенный анализ риска позволяет заключить, что проектная документация выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами, соответствует требованиям ФЗ № 123 от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Наиболее опасным видом аварии (с наибольшим материальным ущербом), который может возникнуть на проектируемых объектах является:

- на кусте скважин – сценарий ГЖ2.2 (полная разгерметизация трубопровода нефтегазосборного Н1, пожар пролива), сценарий ГЖ2.3 (полная разгерметизация трубопровода нефтегазосборного Н1 взрыв ТВС). Количество возможных пострадавших 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

- на промысловых нефтегазопроводах – сценарий ГЖ2.2 (полная разгерметизация нефтегазопровода «Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10», пожар пролива), сценарий ГЖ2.3 (полная разгерметизация нефтегазопровода «Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10», взрыв ТВС). Количество возможных пострадавших 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

Наиболее вероятным видом аварии, который может возникнуть на проектируемых объектах является сценарий ГЖ1.1 (частичная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью, образование пролива опасного вещества, загрязнение окружающей среды):

- на кустах скважин– трубопроводы выкидные от добывающих скважин Н19;

- на промысловых трубопроводах – «Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10».

Условия эксплуатации технологического оборудования проектируемых объектов, 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.

Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>					Лист
					66

Меры по обеспечению промышленной безопасности достаточны для защиты обслуживающего персонала и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Уровень риска аварий при эксплуатации проектируемых объектов является приемлемым.

Эксплуатирующей организации необходимо провести обязательное страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте (Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. N 225-ФЗ), путем заключения договора обязательного страхования в соответствии с требованиями Федерального закона от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

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

						<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## 11 Перечень технических регламентов и нормативных документов

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
2. Федеральный закон РФ № 123-ФЗ от 22 июля 2008г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
3. Федеральный закон РФ №384-ФЗ от 30 декабря 2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
4. Градостроительный кодекс Российской Федерации.
5. Постановление Правительства РФ № 272 от 31 марта 2009 г. О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска.
6. Приказ МЧС РФ от 30 июня 2009 г. № 382 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности».
7. Приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».
8. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 606 от 4 сентября 2007 г. «Об утверждении Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов».
9. ГОСТ Р 51901.1-2002\* Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем.
10. ГОСТ ССБТ 12.1.004-91\* Пожарная безопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.007-76\* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
12. ГОСТ 12.2.063-2015 Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности
13. ГОСТ Р 12.3.047-12 ССБТ Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
14. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5).
15. ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.
16. ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
17. ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инов. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	34-2020-АОР.ТЧ	Лист
					68								

18. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

19. ГОСТ 9544-2015. Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

20. ГОСТ Р 55201-2012 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства.

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

24. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

25. ВНТП 03/170/567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

26. ВСН 51-2.38-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

27. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.

28. "Правила противопожарного режима в Российской Федерации", утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме».

29. ПУЭ – 6, 7. Правила устройства электроустановок. Издание шестое с изменениями дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ с учетом глав седьмого издания 2002, 2003 г.

30. РД 03-14-2005. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений.

31. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 апреля 2015 г. №158.

32. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016г. №137.

33. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	Лист
							69

объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. №144.

34. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. №317.

35. РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте.

36. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов"

37. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: ВНИИПО МЧС России, 2006.

38. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784).

39. СП 2.13130.2012 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».

40. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

41. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утвержден приказом МЧС РФ от 25 марта 2009 г. № 182.

42. ГОСТ Р 55990-2014 «Трубопроводы промышленные. Нормы проектирования».

43. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

44. СП 131.13330.2012 (Актуализированная версия СНиП 23-01-99\* Строительная климатология.)

45. СП 132.13330.2011 Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования.

46. Методики оценки рисков чрезвычайных ситуаций и нормативы приемлемого риска чрезвычайных ситуаций (Руководство по оценке рисков чрезвычайных ситуаций техногенного характера, в том числе при эксплуатации критически важных объектов Российской Федерации), утвержденные Первым

47. заместителем Министра МЧС России Р.Х. Цаликовым от 09.01.2008г. №1-4-60-9.

48. Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности. РАО «Газпром». ВНИИГАЗ, В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев, 1996.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата
<b>34-2020-АОР.ТЧ</b>	
	Лист
	70



49. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей, Изд. 7-е пер. и доп. В трех томах. Том 1. Органические вещества. Под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной, «Химия», 1976г.

50. Атлас природных и техногенных опасностей в Российской Федерации. Под общей редакцией С.К. Шойгу. М. ИПЦ «Дизайн. Информация. Картография»: 2005.

51. Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России. Под редакцией Ю.А. Дадонова и В.Я. Кершенбаума. М.: АНО «Технонефтегаз».

52. Бесчастнов М. В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. М.: Химия, 1991 г.

53. Бейкер У., П. Кокс. Взрывные явления. Оценка и последствия. «Мир», 1986.

54. Измалков В.И., Измалков А.В. «Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. М. С.-Пб., 98.

55. Козлитин А. М., Попов А.И., Козлитин П.А. Теоретические основы и практика анализа техногенных рисков. Вероятностные методы количественной оценки опасностей техносферы. Саратов, 2002 г.

56. Маршалл В. Основные опасности химических производств. М.: Мир, 89г.

57. Мастрюков Б.С. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно – техногенной сфере. Прогнозирование последствий». М.:Академия, 2012, 368 с

58. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. М., 96 г.

59. М.Г. Рудин, А.Е. Драбкин. Справочник нефтепереработчика, «Химия», 1980 г.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					34-2020-АОР.ТЧ	Лист
								71
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## 12 Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

АДПМ	Агрегат депарафинизации модернизированный
АСПО	Асфальто-парафино отложения
БГ	Блок гребенок
ГЖ	Горючая жидкость
ГО	Гражданская оборона
ДНС	Дожимная насосная станция
ЕД	Емкость подземная дренажная
ИУ	Установка измерительная автоматизированная
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КНС	Кустовая насосная станция
КПП	Контрольно-пропускной пункт
ЛВЖ	Легковоспламеняющаяся жидкость
МВД	Министерство внутренних дел
МЧС России	Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
НКПРП	Нижний концентрационный предел распространения пламени
НКПВ	Нижний концентрационный предел воспламенения
НКТ	Насосно-компрессорная труба
ОПО	Опасный производственный объект
ПДК	Предельно допустимая концентрация
Система ППД	Система поддержания пластового давления
ППУА	Паровая передвижная установка
ПТЭ	Правила технической эксплуатации
ПТБ	Правила техники безопасности
РСЧС	Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
ТВС	Топливо-воздушная смесь
ТНТ	Тринитротолуол
ФСБ	Федеральная служба безопасности Российской Федерации
ХЛ	Климатическое исполнение арматуры до минус 60 <sup>0</sup> С (температура окружающей среды)
ЭЦН	Электрический центробежный насос
ЧС	Чрезвычайная ситуация

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							34-2020-АОР.ТЧ	Лист
									34-2020-АОР.ТЧ	72
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

## Приложение А Свидетельство о регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**  
Межрегиональное технологическое управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР  
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ**

**А01-14182**

**Эксплуатирующая организация:** Общество с ограниченной ответственностью "Пурнефть", 107078, г. Москва, пер. Большой Харитоньевский, д.24, стр.11, офис.11, ИНН 8911022518

**Опасные производственные объекты,** эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов":

Наименование объекта	Рег. номер	Дата рег.	Класс опасности
1) Фонд скважин Губкинского месторождения	A01-14182-0001	03.02.2016	III класс
2) Фонд скважин Присклоновского месторождения	A01-14182-0002	03.02.2016	III класс
3) Фонд скважин Центрально-Пурнейского месторождения	A01-14182-0003	03.02.2016	III класс
4) Фонд скважин Крещенского месторождения	A01-14182-0004	03.02.2016	III класс
5) Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов Усть-Пурнейского лицензионного участка	A01-14182-0005	03.02.2016	III класс
6) Участок предварительной подготовки нефти	A01-14182-0006	03.02.2016	I класс

**Дата выдачи:** "03" февраля 2016 г.

Заместитель руководителя  **М.А. Чеузов**

**А В 032631**

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

34-2020-АОР.ТЧ

Лист

73

Таблица регистрации изменений 34-2020-АОР

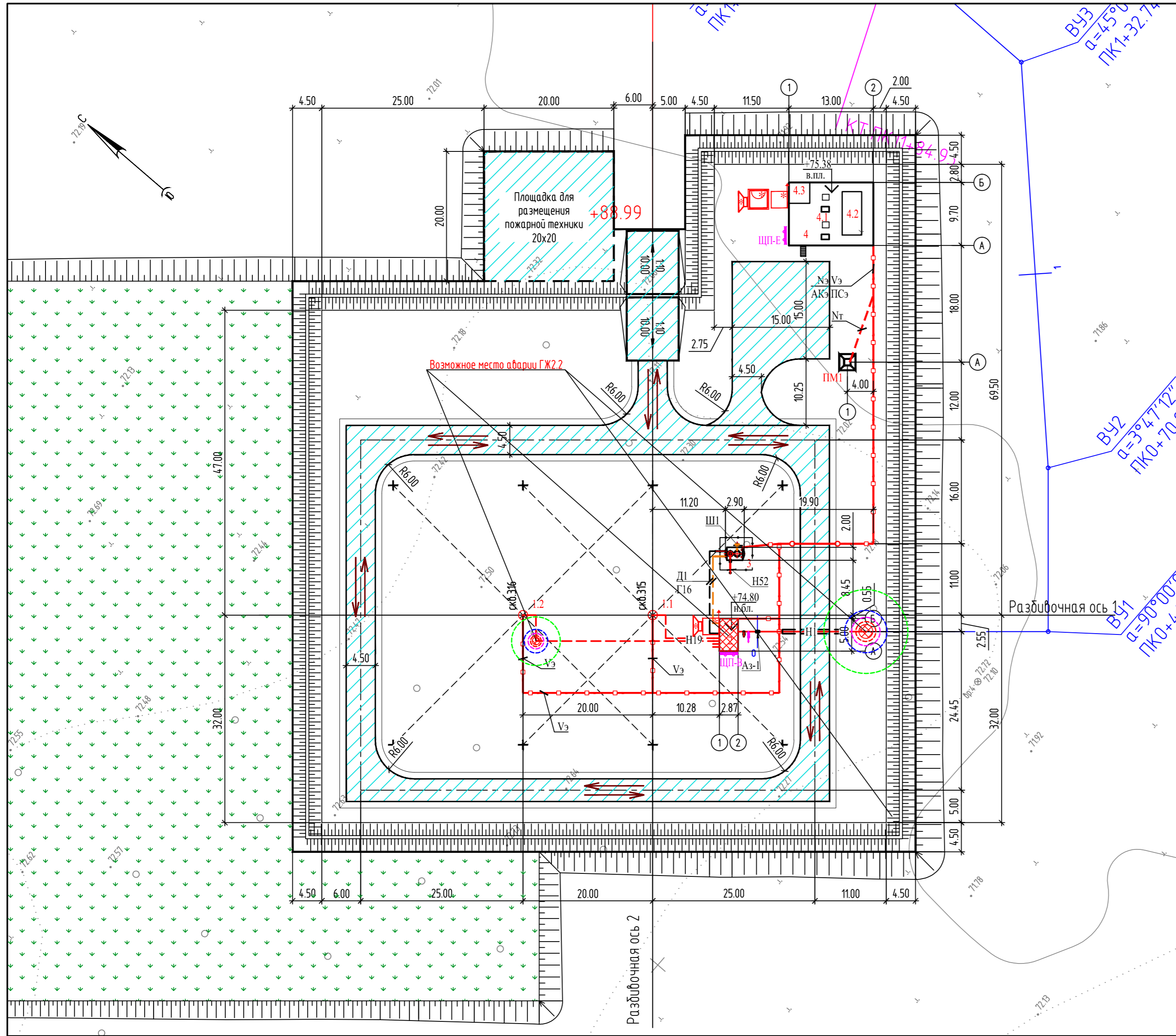
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер докум.	Подп.	Дата
	Измен.	Замен.	Новых	Аннул.				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**34-2020-АОР.ТЧ**





ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Примечание
1.1	Добывающая скважина	
1.2	Добывающая скважина	
2	Измерительная установка	
3	Емкость дренажная ЕД-1 V=8 м³	
4	Площадка под КТПН, СУ и ТМПН, БА	
4.1	ТМПН, СУ	
4.2	КТПН	
4.3	Блок автоматики	
ПМ1	Прожекторная мачта с молниеотводом	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование
H1	Трубопровод нефтегазосборный с ИУ
H19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин
Д1	Трубопровод дренажный
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана
Ш1	Трубопровод дыхательный
H52	Трубопровод откачки из дренажной емкости
Нэ	Кабели электрические низкого напряжения по эстакаде
Вэ	Кабели электрические высокого напряжения по эстакаде
ПСэ	Пожарная сигнализация по эстакаде
ССэ	Кабель связи по эстакаде
АКэ	Кабели автоматизации по эстакаде

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемые подземные трубопроводы
- Проектируемые надземные трубопроводы
- Проектируемые кабельные эстакады
- Проектируемая кабельная эстакада на повышенных опорах
- Извещатель пожарный ручной
- Оповещатель звуковой сиренозащитный
- Проектируемое ограждение из труб
- Добывающая скважина
- Покрытие из песчано-гравийной смеси
- Рекultyвируемая территория
- Схема движения транспортных средств
- Путь конечный выключатель
- Блочная поставка
- Пожарный щит

Сценарии аварийных ситуаций

Условные обозначения

- Зона пожара
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м².
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 7 кВт/м².
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м².
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м².

**ИУ-1** Измерительная установка  
**ГЖ2.2** - полная разгерметизация оборудования пожар пролива.  
 Образование пролива 1,164 тонн нефти, пожар. Основной поражающий фактор - термический. Пожар в пределах помещения.

**H19** Трубопровод выкидной от добывающих скважин  
**ГЖ2.2** - полная разгерметизация трубопровода пожар пролива.  
 Образование пролива 0,695 тонн нефти, пожар. Основной поражающий фактор - термический. Радиус поражения открытым пламенем 1,16 м. Границы зон теплового излучения:  
 - 10,5 кВт/м² - 1,67 м;  
 - 7 кВт/м² - 2,4 м;  
 - 4,2 кВт/м² - 3,65 м;  
 - 1,4 кВт/м² - 7,51 м.

**H1** Трубопровод нефтегазосборный с ИУ  
**ГЖ2.2** - полная разгерметизация трубопровода пожар пролива.  
 Образование пролива 2,371 тонн нефти, пожар. Основной поражающий фактор - термический. Радиус поражения открытым пламенем 2,14 м. Границы зон теплового излучения:  
 - 10,5 кВт/м² - 3,08 м;  
 - 7 кВт/м² - 4,38 м;  
 - 4,2 кВт/м² - 6,53 м;  
 - 1,4 кВт/м² - 12,93 м.

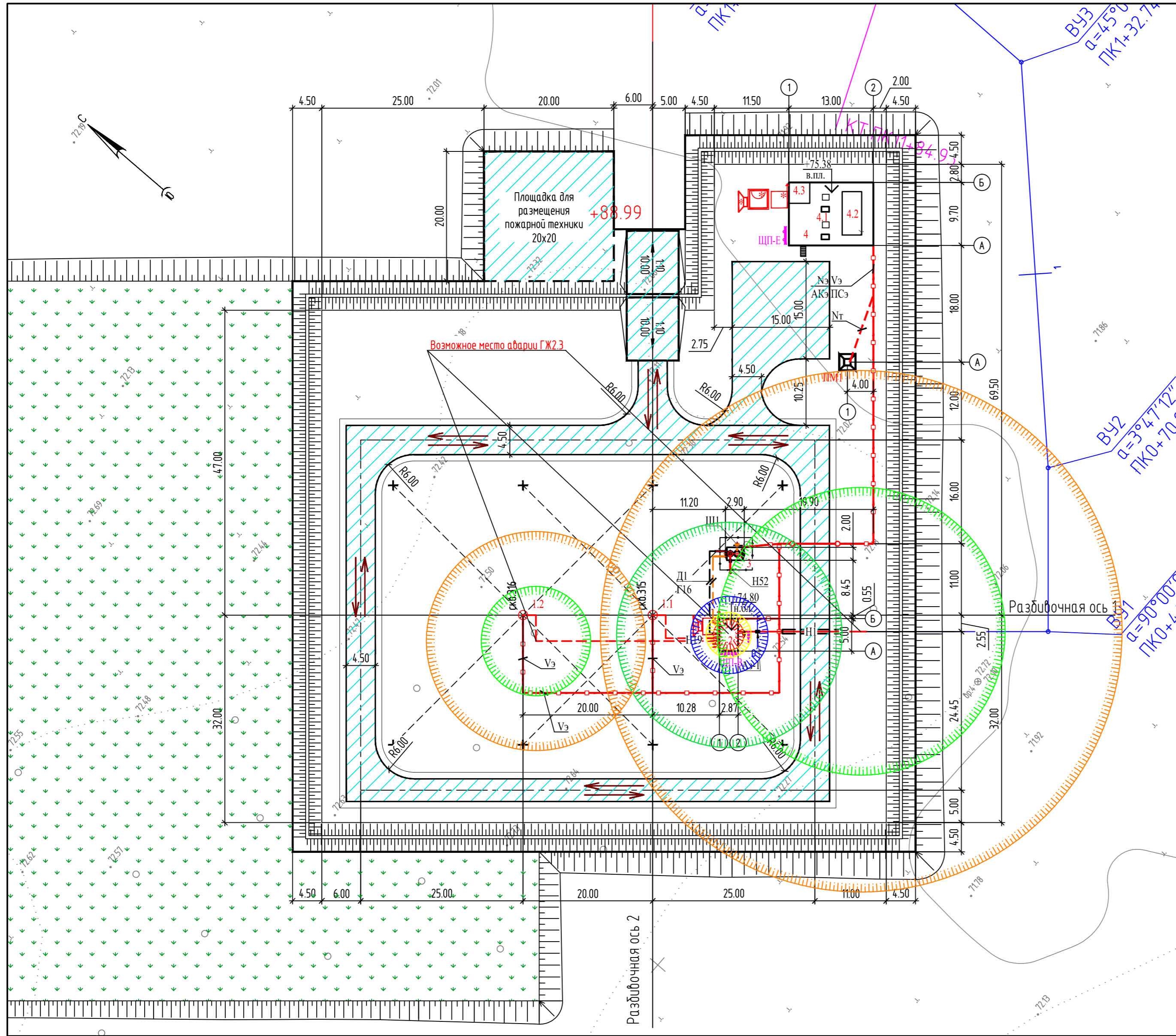
Примечание:

Количество пострадавших от реализации сценариев аварий ГЖ2.2 принимаем 2 человека: санитарные потери - 1 человек, безвозвратные потери - 1 человек.

34-2020-АОР.ГЧ

Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций

Изм.	Кол.Уч.	Лист	Ввод	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Харченко			<i>Харченко</i>	24.04.20	П	1	
Проверил	Халиявина			<i>Халиявина</i>	24.04.20			
Н.контр	Ерофеева			<i>Ерофеева</i>	24.04.20	Куст скважин №14 Ситуационный план 1:500. Пожар пролива		
ГИП	Шахмудинов			<i>Шахмудинов</i>	24.04.20			



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Примечание
1.1	Добывающая скважина	
1.2	Добывающая скважина	
2	Измерительная установка	
3	Емкость дренажная ЕД-1 V=8 м³	
4	Площадка под КТПН, СУ и ТМПН, БА	
4.1	ТМПН, СУ	
4.2	КТПН	
4.3	Блок автоматики	
ПМ1	Прожекторная мачта с молниеотводом	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование
H1	Трубопровод нефтегазосборный с ИУ
H19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин
Д1	Трубопровод дренажный
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана
Ш1	Трубопровод дыхательный
H52	Трубопровод откачки из дренажной емкости
N3	Кабели электрические низкого напряжения по эстакаде
V3	Кабели электрические высокого напряжения по эстакаде
ПС3	Пожарная сигнализация по эстакаде
СС3	Кабель связи по эстакаде
АК3	Кабели автоматизации по эстакаде

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемые подземные трубопроводы
- Проектируемые надземные трубопроводы
- Проектируемые кабельные эстакады
- Проектируемая кабельная эстакада на повышенных опорах
- Извещатель пожарный ручной
- Оповещатель звуковой сиреной
- Проектируемое ограждение из труб
- Добывающая скважина
- Покрытие из песчано-гравийной смеси
- Рекultyвируемая территория
- Схема движения транспортных средств
- Путь конечный выключатель
- Блочная поставка
- Пожарный щит

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ  
Взрыв ТВС

- полное разрушение зданий 100 кПа
- тяжелое повреждение зданий 70 кПа
- 50%-ое разрушение зданий 53 кПа
- среднее повреждение зданий 28 кПа
- зона действия избыточного давления 14 кПа
- умеренные повреждения зданий 12 кПа
- нижний порог повреждения человека волной давления 5 кПа
- малые повреждения (разбита часть остекления) 3 кПа

Сценарии аварийных ситуаций

- ИУ-1** Измерительная установка  
ГЖ2.3 - полная разгерметизация оборудования  
Испарение нефти с поверхности пролива, выделение газа образование облака ТВС 0,078 тонны.  
Основной поражающий фактор - избыточное давление.  
Радиусы зон действия избыточного давления:  
- 100 кПа - 4,72м;  
- 53 кПа - 6,95м;  
- 28 кПа - 11,92м;  
- 14 кПа - 34,76 м.
- H19** Трубопровод выкидной от добывающих скважин  
ГЖ2.3 - полная разгерметизация трубопровода  
Испарение нефти с поверхности пролива, выделение газа, образование облака ТВС 0,048 тонны.  
Основной поражающий фактор - избыточное давление.  
Радиусы зон действия избыточного давления:  
- 100 кПа - 4,72м;  
- 53 кПа - 6,95м;  
- 28 кПа - 11,92м;  
- 14 кПа - 34,76 м.
- H1** Трубопровод нефтегазосборный с ИУ  
ГЖ2.3 - полная разгерметизация трубопровода  
Испарение нефти с поверхности пролива, выделение газа, образование облака ТВС 0,161 тонны.  
Основной поражающий фактор - избыточное давление.  
Радиусы зон действия избыточного давления:  
- 100 кПа - 4,72м;  
- 53 кПа - 6,95м;  
- 28 кПа - 11,92м;  
- 12 кПа - 16,87м;  
- 5 кПа - 44,37м;  
- 3 кПа - 80,42 м.

Примечание:  
Количество пострадавших от реализации сценариев аварий ГЖ2.3 принимаем 2 человека: санитарные потери - 1 человек, безвозвратные потери - 1 человек.

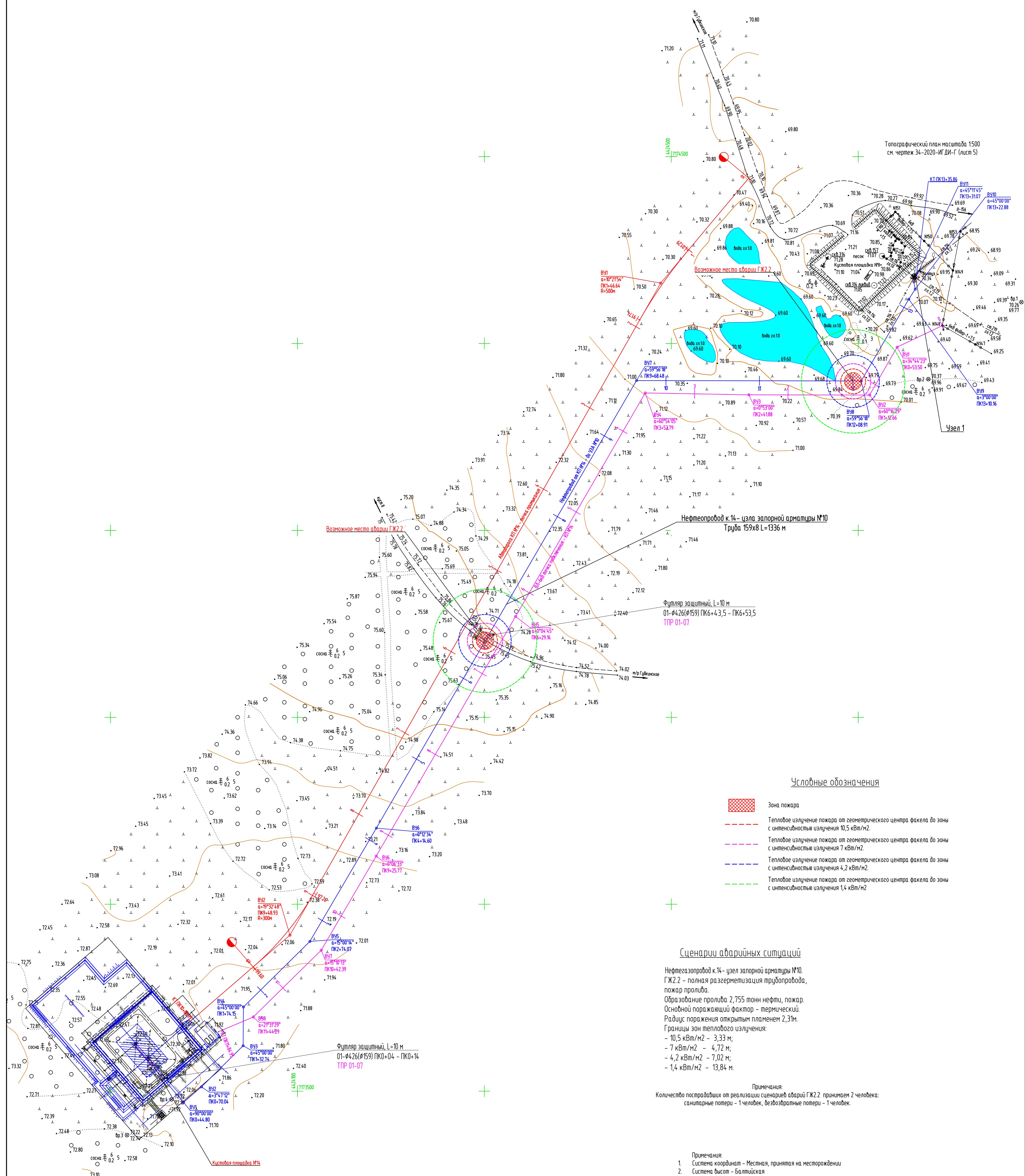
34-2020-АОР.ГЧ

Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций

Изм.	Кол.Уч.	Лист	Ввод	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Харченко	24		<i>[Signature]</i>	24.04.20	П	2	
Проверил	Халиявина	24		<i>[Signature]</i>	24.04.20			
Н.контр	Ерофеева	24		<i>[Signature]</i>	24.04.20	Куст скважин №14 Ситуационный план 1:500. Взрыв ТВС		
ГИП	Шахмудинов	24		<i>[Signature]</i>	24.04.20			



Топографический план масштаба 1:500  
см. чертеж 34-2020-ИГ-ДИ-Г (лист 5)



**Условные обозначения**

- Зона пожара
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м<sup>2</sup>
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 7 кВт/м<sup>2</sup>
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м<sup>2</sup>
- Тепловое излучение пожара от геометрического центра факела до зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м<sup>2</sup>

**Сценарии аварийных ситуаций**

Нефтепровод к.14 - узел запорной арматуры №10.  
ГЖ2.2 - полная разгерметизация трубопровода, пожар пролива.  
Образование пролива 2,755 тонн нефти, пожар.  
Основной поражающий фактор - термический.  
Радиус поражения открытым пламенем 2,31 м.  
Границы зон теплового излучения:  
- 10,5 кВт/м<sup>2</sup> - 3,33 м;  
- 7 кВт/м<sup>2</sup> - 4,72 м;  
- 4,2 кВт/м<sup>2</sup> - 7,02 м;  
- 1,4 кВт/м<sup>2</sup> - 13,84 м.

Примечания:  
Количество пострадавших от реализации сценариев аварий ГЖ2.2 принимается 2 человека:  
санитарные потери - 1 человек, безвозвратные потери - 1 человек.

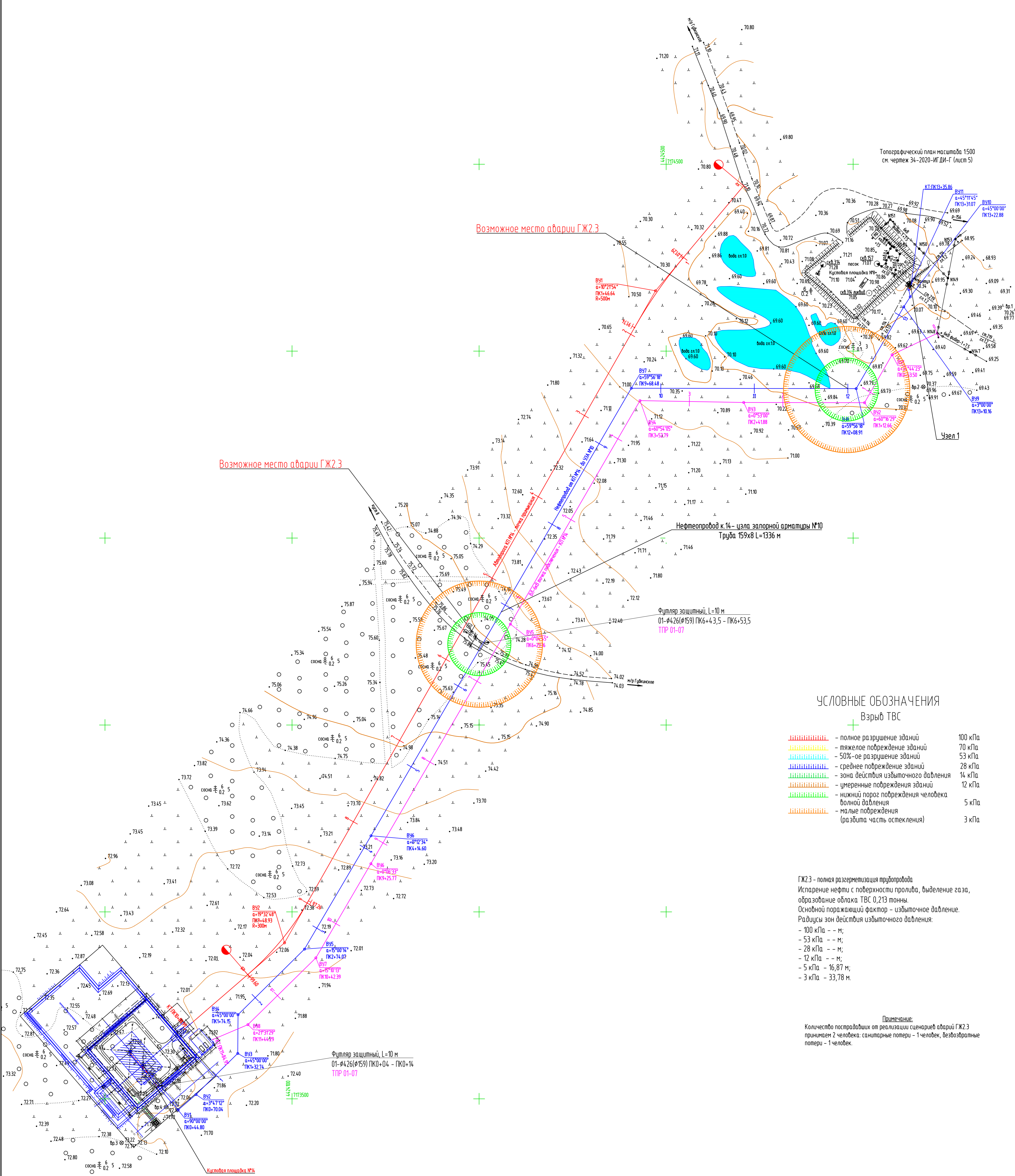
**Примечания:**

1. Система координат - Местная, принятая на месторождении
2. Система высот - Балтийская
3. Сечение рельефа 1:0 м
4. Полевые работы выполнены в марте 2020 г.
5. Площадь топографической съемки 36,8 га

Имя, № подл.	Подпись и дата	Взвеш. инв. №

34-2020-АОР.ГЧ					
Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол. Уч.	Лист	Ивок	Подпись	Дата
Разраб.	Харченко	34			22.04.20
Проверил	Халифина				22.04.20
Н.контр.	Ерофеева				22.04.20
ГИП	Шайхутдинов				22.04.20
Нефтепровод к.14 - узел запорной арматуры №10 Ситуационный план. Пожар пролива 1:2000					Листов 3
ООО "НИИПРОЕКТ"					Листов 3
Формат А1					





Топографический план масштаба 1:500  
см. чертеж 34-2020-ИГ-ДИ-Г (лист 5)

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**  
Взрыв ТВС

- полное разрушение зданий 100 кПа
- тяжелое повреждение зданий 70 кПа
- 50%-ое разрушение зданий 53 кПа
- среднее повреждение зданий 28 кПа
- зона действия избыточного давления 14 кПа
- умеренные повреждения зданий 12 кПа
- нижний порог повреждения человека волной давления 5 кПа
- малые повреждения (раздита часть остекления) 3 кПа

ГЖ2.3 - полная газерметизация трубопровода  
Испарение нефти с поверхности пролива, выделение газа, образование облака ТВС 0,213 тонны.  
Основной поражающий фактор - избыточное давление.  
Радиусы зон действия избыточного давления:  
- 100 кПа - - м;  
- 53 кПа - - м;  
- 28 кПа - - м;  
- 12 кПа - - м;  
- 5 кПа - 16,87 м;  
- 3 кПа - 33,78 м.

**Примечание:**  
Количество пострадавших от реализации сценариев аварий ГЖ2.3 принимаем 2 человека; санитарные потери - 1 человек, безвозвратные потери - 1 человек.

Имя, № подл.	Подпись и дата	Взрыв, таб. №

34-2020-АОР.ГЧ					
Кустовая площадка М4 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол. Уч.	Лист	Ивок	Подпись	Дата
Разраб.	Харченко	24			22.04.20
Проверил	Халифина				22.04.20
Н.контр.	Ерофеева				22.04.20
ГИП	Шахматов				22.04.20
Нефтепровод к.14 - узел запорной арматуры №10 Ситуационный план. Взрыв ТВС 1:2000					Стандия
					Лист
					Листов
					000 "НИИПРОЕКТ"
Формат А1					