

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский  
научно-исследовательский и проектный институт  
«СургутНИПИнефть»  
структурное подразделение**

Свидетельство № П-113-071-8602060555-2012.5 от 21 мая 2012г.

Заказчик - Управление поисково-разведочных работ

**ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ №277-8П, №231-4П  
В ПРЕДЕЛАХ ПИЛЮДИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Раздел 12. Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами

Часть 1. Промышленная безопасность. Оценка риска

13360-ОР

Том 12.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский  
научно-исследовательский и проектный институт  
«СургутНИПИнефть»  
структурное подразделение**

Свидетельство № П-113-071-8602060555-2012.5 от 21 мая 2012г.

Заказчик - Управление поисково-разведочных работ

**ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ №277-8П, №231-4П  
В ПРЕДЕЛАХ ПИЛЮДИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Раздел 12. Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами

Часть 1. Промышленная безопасность. Оценка риска

13360-ОР

Том 12.1

Главный инженер

И.Ю.Горохов

Главный инженер проекта

А.П.Пестряков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2017

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

Обозначение	Наименование	Примечание
13360-OP-C	Содержание тома 12.1	2
13360-OP.ТЧ	Текстовая часть	3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-OP-C		
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Содержание тома 12.1	Стадия	Лист
Разраб.		Куламова			07.06.17	П		1			
Пров.		Курмандаев			07.06.17	ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»					
Нач. отд.		Ващук			07.06.17						
Н. контр.		Ильин			07.06.17						
ГИП		Пестряков			07.06.17						

## Оглавление

1	АННОТАЦИЯ.....	6
1.1	Основание для проектирования .....	6
1.2	Сведения о функциональном назначении объекта.....	6
2	ЗАДАЧИ И ЦЕЛИ ПРОВОДИМОГО АНАЛИЗА РИСКА.....	7
2.1	Задачи проводимого анализа риска .....	7
2.2	Цели проводимого анализа риска.....	7
3	МЕТОДОЛОГИЯ АНАЛИЗА.....	8
3.1	Описание используемых методов анализа моделей сценариев аварий и обоснование их применения.....	8
3.2	Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска .....	10
3.2.1	Допущения, принятые по исходным данным .....	10
3.2.1.1	Допущения, принятые по свойствам опасных веществ используемых на проектируемом объекте .....	10
3.2.1.2	Допущения, принятые по экономическим соображениям .....	10
3.2.1.3	Допущения, принятые по метеоусловиям .....	10
3.2.2	Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий .....	11
4	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	13
4.1	Исходные данные и их источники .....	13
4.1.1	Сведения об опасных веществах.....	14
4.1.2	Сведения о сооружениях и оборудовании рассматриваемого объекта.....	15
4.1.3	Данные о размещении персонала рассматриваемого объекта по его составляющим .....	16
4.2	Критерии приемлемого риска.....	17
4.2.1	Определение необходимых критериев приемлемого риска, принятые по нормам и правилам в области промышленной безопасности .....	18
4.2.2	Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях.....	18

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

13360-ОР.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Куламова			07.06.17
Пров.		Курмандаев			07.06.17
Нач. отд.		Ващук			07.06.17
Н. контр.		Ильин			07.06.17
ГИП		Пестряков			07.06.17

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	69
ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

5	ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ РИСКА.....	27
5.1	Перечень нежелательных событий .....	27
5.2	Описание источников опасности, факторов риска, условий возникновения и развития нежелательных событий .....	29
5.3	Предварительные оценки опасности и риска .....	29
5.4	Идентификация опасного производственного объекта.....	31
5.5	Выбор дальнейшего направления анализа риска .....	32
6	ОЦЕНКА РИСКА.....	33
6.1	Определение частот возникновения инициирующих и всех нежелательных событий.....	33
6.2	Оценка последствий возникновения нежелательных событий на проектируемом объекте .....	33
6.2.1	Аварийный выброс ЖФ ВПОВ из технологического оборудования с последующей ликвидацией аварии .....	33
6.2.2	Возникновение пожаров разлитий ЖФ ВПОВ .....	34
6.2.3	Образование зоны загазованности ГПВС с последующей ликвидацией аварии .....	35
6.2.4	Взрывы газопаровоздушных смесей на технологических сооружениях .....	35
6.2.5	Взрывы BLEVE на технологических сооружениях .....	36
6.2.6	Диффузное струйное (факельное) горение при поступлении ГПФ ВПОВ в открытое пространство из технологических сооружений с постоянным расходом .....	37
6.2.7	Возникновение зоны загазованности НКПР при поступлении ГПФ ВПОВ в открытое пространство из технологических сооружений с постоянным расходом .....	37
6.2.8	Пожар-вспышка облака НКПР (сгорание облака) .....	37
7	ОБОБЩЕНИЕ ОЦЕНКИ РИСКА.....	39
7.1	Интегрирование показателей рисков.....	39
7.1.1	Частота реализации сценариев при возможных авариях .....	39
7.1.1.1	Частота реализации сценариев на проектируемом объекте .....	39
7.1.1.2	Зоны поражений людей при различных сценариях аварий .....	40
7.1.2	Построение изолиний распределения потенциального риска на проектируемом объекте .....	41

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ОР.ТЧ	Лист
							2

7.1.3	Вычисление показателей рисков для проектируемого объекта .....	42
7.1.4	Определение наиболее опасных, "слабых" мест с точки зрения безопасности на проектируемом объекте .....	43
7.2	Анализ неопределенностей результатов оценки риска .....	43
7.2.1	Идентификация источников неопределенностей .....	43
7.2.2	Оценка источников неопределенностей.....	44
7.2.2.1	По неполноте информации по надежности оборудования .....	44
7.2.2.2	По неполноте данных по «человеческому фактору» .....	44
7.2.2.3	По принятым предположениям и допущениям .....	44
7.3	Анализ соответствия требованиям промышленной безопасности и критериям приемлемого риска .....	45
8	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ РИСКА.....	48
8.1	Меры по уменьшению риска возникновения аварийной ситуации.....	48
8.1.1	Меры по уменьшению риска возникновения инцидента .....	48
8.1.2	Меры по уменьшению риска перерастания инцидента в аварийную ситуацию или возникновения аварийной ситуации .....	51
8.2	Меры по уменьшению тяжести последствий аварии.....	51
8.2.1	Меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта.....	52
8.2.2	Меры при возникновении (локализации, ликвидации) аварийной ситуации.....	52
8.2.3	Меры обеспечения готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации последствий аварий .....	53
8.2.4	Ликвидация открытого фонтана .....	54
9	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	56
	Приложение А (справочное) Расчетные методики.....	57
	Приложение В (обязательное) Графические материалы .....	61
	Приложение С (обязательное) Перечень используемых источников информации ...	67

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ОР.ТЧ	Лист
								3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 1 АННОТАЦИЯ

В данной книге рассматривается Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», Часть 1 «Промышленная безопасность. Оценка риска» на объект «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка».

Подраздел «Промышленная безопасность. Оценка риска» разработан специалистами отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне (ОПРПБиГО) Сургутского научно-исследовательского и проектного института «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». В разработке раздела принимали участие:

Ващук А.В. – начальник отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Ильин А.М. – главный специалист отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Курмандаев И.И. - начальник группы «Промышленная безопасность. Оценка риска» отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Куламова В.А. - инженер группы «Промышленная безопасность. Оценка риска» отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне

### 1.1 Основание для проектирования

Проектная документация «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка» разработана на основании задания №45/УПРР на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка», утвержденного главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 26.04.2016г.

### 1.2 Сведения о функциональном назначении объекта

Функциональное назначение объектов капитального строительства (скважин) – поиск и оценка запасов углеводородного сырья, в проектируемых скважинах производится комплекс испытаний и исследований проектных пластов геологического разреза.

Объектами капитального строительства являются непосредственно скважины (как подземное горное капитальное сооружение), остальные сооружения (модульная котельная, дизельные электростанции, бытовые и административные помещения, расходный склад ГСМ) и технические устройства, носят временный и вспомогательный характер для обеспечения технического и технологического процесса строительства скважин.

Описание рассматриваемого опасного производственного объекта приведено в разделе 2. Схема планировочной организации земельного участка, разделе 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений, разделе 6. Проект организации строительства.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ОР.ТЧ	Лист
							4
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 2 ЗАДАЧИ И ЦЕЛИ ПРОВОДИМОГО АНАЛИЗА РИСКА

### 2.1 Задачи проводимого анализа риска

Основные задачи проводимого анализа риска аварий на рассматриваемом опасном производственном объекте заключаются в представлении лицам, принимающим решения:

- объективной информации о состоянии промышленной безопасности объекта;
- сведений о наиболее опасных, "слабых" местах с точки зрения безопасности;
- обоснованных рекомендаций по уменьшению риска.

### 2.2 Цели проводимого анализа риска

Целью анализа риска рассматриваемого опасного производственного объекта является:

- выявление опасностей и априорная количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую природную среду;
- обеспечение информацией для разработки и совершенствование инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, технологического регламента и планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;
- обеспечение учета результатов при анализе приемлемости предложенных решений в выборе оптимальных вариантов размещения опасного производственного объекта, применяемых технических устройств, зданий и сооружений опасного производственного объекта, включая особенности окружающей местности, расположение иных объектов и экономическую эффективность.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ОР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.



### 3 МЕТОДОЛОГИЯ АНАЛИЗА

В этой главе настоящего раздела приведены все возможные варианты (которые только могут возникнуть в рассматриваемой области) как сценариев аварий, как исходных предположений и ограничений, так и используемых методов анализа моделей сценариев аварий и обоснование их применения.

Указанные варианты, однако, могут и не использоваться при окончательной оценке риска, в зависимости от результатов предварительного и анализа и технологических особенностей анализируемого объекта.

#### 3.1 Описание используемых методов анализа моделей сценариев аварий и обоснование их применения

Выбор методов анализа риска осуществлялся в соответствии с источником [13]. Краткое описание некоторых методов анализа риска, взятых из литературных источников, приведены в главе «Приложение А, Расчетные методики», а на остальные приведены ниже.

На стадии идентификации опасностей и предварительных оценок риска (анализ от опасностей) применялись методы качественного анализа и оценки риска и практический опыт исполнителей. Методы идентификации опасностей представлены далее (Таблица 1).

Таблица 1 - Методы идентификации опасностей

Методы идентификации опасностей	Источники
Метод «Что будет, если...»	[13] глава 5
Анализ вида, последствий и критичности отказов	[21]

На стадии оценки риска использовались методы, как количественного расчета, так и качественного анализа и представлены ниже (Таблица 2 - Таблица 5).

Таблица 2 – Методы оценки риска

Методы оценки риска	Источники
Методика оценки потенциального риска	[13]
Методика оценки индивидуального риска для наружных технологических установок	[25]
Методика оценки социального риска	[25]

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							13360-ОР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		6

Таблица 3 – Методики расчетов параметров сценариев аварий при оценке риска

Сценарии аварий		Источники
Обозначение	Краткое описание	
ПЖ	Пролив ЖФ опасного вещества из технологического оборудования	[19] приложение К
ЗЗ	Размер зон, ограниченных НКПР	[19] приложение Б
ПР	Интенсивность теплового излучения при пожарах ЛВЖ и ГЖ в РВС	[19] приложение В
ПП	Интенсивность теплового излучения при пожарах пролива ЛВЖ и ГЖ	[19] приложения В
ВГ	Параметры волны давления при сгорании ГПВС	[19] приложения А, Е
ВГП	Параметры волны давления при сгорании ГПВС в помещении	[26]
ВЛ	Параметры волны давления при сгорании ГПВС	[19] приложение Б
ВА	Параметры волны давления при разрушении оборудования со сжатым газом	[19] приложение Е
ОШ	Возникновение "огненного шара"	[19] приложения Д
ТА	Размер зон, ограниченных поражениями с острыми отравлениями и 50% гибелью людей	[19] приложения Б, И [13] приложение 5
ФГ	Диффузное струйное (факельное) горение	[25] приложение IX
Лг	Размер зон, ограниченных НКПР, при выделении газа с постоянным расходом	[19] приложение Б
ПВ	Сгорание облака без образования волны давления (пожар-вспышка)	[19] приложение Б

Таблица 4 – Методики расчетов параметров, необходимых для оценки риска

Общие расчеты	Применимость к сценариям аварий	Источники
Интенсивность испарения жидкостей на открытом пространстве и в помещении	ПЖ, ЗЗ, ТА	[19] приложение И
Определение физико-химических свойств смесей газов	ЗЗ, ВГ, ВЛ, ВА	[22], [23]
Расход опасного вещества через дефектное отверстие	ФГ, Лг	[27] приложение 5
Определение внутренней энергии сжатого газа в сосуде под давлением	ВА	[28] глава 4.1

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

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

13360-ОР.ТЧ

Лист

7

Таблица 5 – Методы оценки поражающего воздействия опасных факторов на людей и материальные объекты при оценке риска

Поражающие воздействия	Применимость к сценариям аварий	Источники
Волны давления	ВГ, ВЛ, ВА	[19] приложение Е
Теплового излучения	ПП, ОШ, ФГ, ПВ	[19] приложение В
Токсических веществ	ТА	[16], [17]

3.2 Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска

При разработке настоящего раздела приняты следующие допущения и ограничения:

- допущения, принятые по исходным данным;
- допущения, принятые по метеоусловиям;
- допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий.

3.2.1 Допущения, принятые по исходным данным

3.2.1.1 Допущения, принятые по свойствам опасных веществ используемых на проектируемом объекте

Для настоящей оценки приняты усредненные данные по источникам представленным в главе 4.1 на стр. 13.

3.2.1.2 Допущения, принятые по экономическим соображениям

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» в проектировании объектов при выполнении сметного раздела приводятся только данные по СМР, и не учитывается стоимость оборудования и материалов по причине коммерческой тайны.

Таким образом, в данной работе не представляется возможным выполнить оценку материального ущерба от аварий ввиду отсутствия данных по стоимости, как самого опасного объекта, так и его составных частей.

Кроме того, объект подлежит обязательному страхованию в соответствии действующими нормативно-правовыми документами и, таким образом, предусматривается гарантированная компенсация ущерба.

3.2.1.3 Допущения, принятые по метеоусловиям

Характеристики метеоусловий приняты с учетом максимальной аварии, а именно:

- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции;
- характеристики атмосферы по высоте постоянны;
- скорость ветра для расчета зон взрывоопасной концентрации принимается равной 1,6 м/с, а для остальных моделей сценариев аварий не учитывается.

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

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

13360-ОР.ТЧ

### 3.2.2 Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий

В анализе риска приняты не противоречащие методикам следующие допущения:

- жидкие углеводороды считаются несжимаемой жидкостью;
- истечение вещества и его испарение происходит с постоянной скоростью, соответствующей номинальной скорости истечения или испарения;
  - время испарения пролитой жидкости принято равным времени от начала утечки до конца опорожнения с пола или поддона со скоростью стекания в канализационные сети (если есть), рассчитываемой по ист. [36] для гидравлических элементов прямоугольного сечения, но не более чем 3600 с. согласно [19];
- сценарии аварий ПР и ПП с участием ЛВЖ и ГЖ не рассматриваются, если они нагреты ниже температуры воспламенения, при отсутствии возможности образования дополнительного источника пламени;
  - площадь пролива 1 м3 жидких продуктов на свободную (неограниченную) твердую поверхность принимается в среднем 150 м2, а на грунт 20 независимости от рельефа и характера подстилающей поверхности [25];
- горение жидких пожароопасных продуктов приводится к цилиндрическому горению независимо от формы разлива;
- масса горючих газов, паров ЛВЖ или ГЖ, нагретых до температуры вспышки и выше, поступивших в объем помещения рассчитывается с учетом кратности воздухообмена вентиляции согласно [19];
  - в образовавшемся сразу после выброса опасных веществ облаке находится только ГПФ без подмешивания воздуха;
  - газо-парообразные вещества при квазимгновенном выбросе образуют на начальном этапе зоны ГПВС полусферической формы;
  - газо-парообразные вещества, с относительной плотностью по воздуху не превышающей значения 0,8, при постепенном истечении не образуют устойчивых зон загазованности на открытом пространстве, и образуют временные зоны с последующим рассеиванием только при их квазимгновенном выбросе;
  - газо-парообразные вещества, с относительной плотностью по воздуху превышающей значение 0,8, образуют устойчивые зоны загазованности на открытом пространстве;
  - при расчетах параметров взрыва ГПВС на открытом пространстве принимается, что в нем участвуют только горючие компоненты с относительной плотностью ГПФ по воздуху превышающей значение 0,8;
  - газо-парообразные вещества, с относительной плотностью по воздуху не превышающей значение 1,2, образуют области загазованности полусферической формы на открытом пространстве, и цилиндрической формы для значений этого показателя более 1,2, [21];
  - максимальная Твсп ЛВЖ, при которой безусловно рассматривается взрыв ПВС принимается равной 28°С, [2];
- сценарии аварий ЗЗ, ВГ и ПВ с участием паров ЛВЖ и ГЖ не рассматриваются, если они нагреты ниже температуры вспышки, при отсутствии возможности образования аэрозоля[19];
  - для технологических аппаратов, во внутреннем объеме которых могут образовываться взрывоопасные газопаровоздушные смеси, сценарии ВГ рассматриваются для случаев, когда расчетное избыточное давление, развиваемое при их сгорании, превышает номинальное давление этих аппаратов; при этом в создании пора-

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

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

13360-ОР.ТЧ

жающих факторов участвует часть энергии взрыва, пропорциональная превышению избыточного давления взрыва над номинальным давлением аппарата, [19];

- расчет взрывов ГПВС в помещениях и блоках выполнен с учетом сброса давлений через проемы и ЛСК [26];

- для расчета максимального взрыва ГПВС в закрытом объеме принимается, что она равномерно распределяется по всему объему в стехиометрической концентрации, но не более количества истекшего или испарившегося продукта, а для помещений и блоков с учетом понижающего коэффициента кратности воздухообмена согласно [19];

- расчет взрыва BLEVE герметичного технологического оборудования в очаге пожара возможен только для сосудов хранения, и не применяется для проточных аппаратов;

- взрыв энергии адиабатического расширения газа в сосуде под давлением возможен только при попадании его в зону разрушения в случае аварии на соседних опасных сооружениях (горящие разливы, и.т.п.);

- образование огненных шаров возможно только при квазимгновенном разрушении технологических или емкостных аппаратов, находящихся под давлением.

- применительно к сооружениям, относящимся к категории "Г" пожаровзрывоопасности, сценарии аварий ПП и ВГ не рассматриваются [2], (Таблица 16).

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

- для разлива жидкой фазы опасного вещества зоной поражения является площадь наибольшего разлива;

- зоной поражения с характерными параметрами является площадь земной поверхности, ограниченная окружностью с центром в эпицентре аварии, за пределами которой данный характер поражения отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

## 4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

### 4.1 Исходные данные и их источники

Исходные данные, используемые в настоящем анализе, и их источники приведены ниже (Таблица 6).

Таблица 6 - Исходные данные, используемые в настоящем анализе, и их источники

Исходные данные	Источники
Природно-климатические условия района строительства	Отчетная документация по результатам инженерным изысканиям (13360-ИГМИ)
Данные о размещении персонала на площадке строительства скважины	Раздел 6. Проект организации строительства (13360-ПОС1)
Данные по параметрам возможного нефтегазоводопроявления	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (13360-ИОС7.1)
Схема площадки строительства скважины	Раздел 6. Проект организации строительства (13360-ПОС1)
Данные о веществах, и их распределении по оборудованию на объекте	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (13360-ИОС7.1)
Свойства веществ, используемых на объекте	Смотри источники [16], [17], [22], [28-33]
Статистические данные по аварийности в рассматриваемой области	Данные, предоставляемые Заказчиком. Смотри источники [25]
Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Алинского нефтегазоконденсатного месторождения (Хамакинский горизонт)	Проектная документация «Обустройство Алинского нефтегазоконденсатного месторождения. Промышленная эксплуатация». (Четвертая очередь)», шифр 12093 (12093-ИОС7.1)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

11

#### 4.1.1 Сведения об опасных веществах

Исходные данные, принятые для расчетов (Таблица 7) представлены:

- для проектного пласта  $V-\epsilon_1$  (BC<sub>5</sub>), так как с него при возможном нефтегазоводопроявлении ожидается максимальный дебит нефти;
- для проектного пласта  $\epsilon_1$  (O-1), так как с него при возможном нефтегазоводопроявлении ожидается максимальный дебит нефти и максимальный дебит газа, относительная плотность газа по воздуху для которого больше 0,8;
- для проектного пласта  $V(B_{10})$ , так как с него при возможном нефтегазоводопроявлении ожидается максимальный дебит газа, относительная плотность газа по воздуху для которого меньше 0,8.

Таблица 7 - Исходные данные, принятые для расчетов

Показатели			Значения		
Наименование	Обозначен	Единицы	Индекс стратиграфического подразделения (пласт)		
			$V-\epsilon_1$ (BC <sub>5</sub> )	$\epsilon_1$ (O-1)	$V(B_{10})$
Дебит по нефти	Qжф	м <sup>3</sup> /сут	264	70	-
Дебит по газу	Qг	м <sup>3</sup> /сут	27887	30000	45000
Относительная плотность газа по воздуху	$\rho/\rho_{\text{взд}}$	-	0,962	0,991	0,6
Плотность нефти	$\rho_{\text{жф}}$	кг/м <sup>3</sup>	873	850	-

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства рассмотрены далее (Таблица 8).

Таблица 8 - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

№	Вещество	Агрегатное состояние	Класс опасности	Твсп	Тсвс	Снкпр	Свкпр	Характеристика токсичности	ПДК мг/м <sup>3</sup>	Категория вещества
				°С	°С	%об	%об			
1	Нефть	Жидкость	3	-18	233	1,2	8,5	умеренно опасные	10	ЛВЖ
2	Попутный нефтяной газ	Газ	4		499	3,4	13,1	малоопасные	300	ГГ
3	Дизтопливо марки А	Жидкость	4	37	333	0,8	6,0	малоопасные	300	ЛВЖ
4	Масло минеральное	Жидкость	3	190	330			умеренно опасные	5	ГЖ

Распределение опасных веществ по оборудованию площадки строительства разведочной скважины приведены в Таблица 9.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							13360-ОР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 9 - Распределение опасных веществ по оборудованию площадки строительства разведочной скважины

Технологический блок, оборудование				Опасное вещество и его количество, т			Физические условия содержания ВПОВ		
№ п/п	Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Число единиц оборудования, шт	Наименование опасного вещества	В единице оборудования	В блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
<b>В технологии</b>									
1	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-200	1	Дизтопливо марки А	0,144	0,145	ЖГ	0,1	20
2		Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	3	Дизтопливо марки А	0,63	1,91	ЖГ	0,1	20
Всего в технологии:						2,055			
из них в аппаратах:						2,035			
в трубопроводах:						0,02			
<b>На складах и базах</b>									
3	Объекты инженерного обеспечения	Блок водонефтяной ёмкости	1	Нефть	34,93	35,28	ЖГ	0,118	-4,9
4	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 3м3	2	Масло минеральное	2,122	4,286	ЖГ	0,099	-4,9
5		Ёмкость масла 1,8м3	2	Масло минеральное	1,273	2,571	ЖГ	0,099	-4,9
6	Расходный склад ГСМ	Установка для хранения и выдачи топлива	1	Дизтопливо марки А	31,52	31,84	ЖГ	0,1	-4,9
7		Расходная ёмкость для выдачи топлива	1	Дизтопливо марки А	3,152	3,184	ЖГ	0,1	-4,9
8		Расходная ёмкость для диз.топлива	3	Дизтопливо марки А	31,52	95,51	ЖГ	0,1	-4,9
Всего на складах и базах:						172,7			
из них в аппаратах:						171			
в трубопроводах:						1,71			
Всего на объекте:						174,7			

#### 4.1.2 Сведения о сооружениях и оборудовании рассматриваемого объекта

Ниже приведена Таблица 10 с перечнем технологических сооружений, которые могут стать источником аварии.

Таблица 10 - Технологические блоки и сооружения

№	Технологический блок	Сооружение	Обозначение	N	Тип сооружения
	2	3	4	5	6
1	Площадка поисково-оценочной скважины	Проектируемая скважина	Проектируемая скважина	1	Буровая установка
2	Амбар на выкидах ПВО	Горизонтальная факельная установка	Горизонтальная факельная установка	1	Установка факельн. горизонт.
3	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-200	Электростанция ЭД-200	1	Аппараты атмосферные
4		Блок водонефтяной емкости	Блок водонефтяной емкости	1	Аппараты атмосферные
5		Модуль котельной	Модуль котельной	1	Аппараты герметичные
6		Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	3	Аппараты атмосферные

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

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

13360-ОР.ТЧ

Лист

13



	2	3	4	5	6
7	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 3м <sup>3</sup>	Ёмкость масла 3м3	2	Аппараты атмосферные
		Ёмкость масла 1,8м <sup>3</sup>	Ёмкость масла 1,8м3	2	Аппараты атмосферные
8	Расходный склад ГСМ	Ёмкость для хранения и выдачи топлива	Ёмкость для хранения и выдачи топлива	1	Аппараты атмосферные
9		Расходная емкость для выдачи топлива	Расходная емкость для выдачи топлива	1	Аппараты атмосферные
10		Расходная емкость для диз.топлива	Расходная емкость для диз.топлива	3	Аппараты атмосферные

4.1.3 Данные о размещении персонала рассматриваемого объекта по его составляющим

Персонал по территории объекта распределяется следующим образом:

Таблица 11 – Численность работающих (строительство скважин)

№ п/п	Наименование профессий рабочих (ЕТКС, выпуск 1, М., 1990 (с изменениями на 20.09.2011г.), выпуск 6, М., 2000)	Разряд	Количество, чел. 1,2 смены	Количество, чел. в 1, смену
1	2	3	4	5
1. Состав вахты вышкомонтажной бригады (1 смена)				
1.1	Вышкомонтажник	5-6	2	2
1.2	Вышкомонтажник	3-4	7	7
1.3	Вышкомонтажник-сварщик	4-6	4	4
1.4	Вышкомонтажник-электромонтер	3-5	5	5
ИТР и вспомогательный персонал				
1.5.1	ИТР		2	2
1.5.2	Повара, кухрабочие		2	2
Итого:			22	22
2. Состав вахты бригады бурения (1, 2 смены)				
Рабочие бригады бурения:				
2.1.1	Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ	7-8**	4	2
2.1.2	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ (первый)	5-6	2	1
2.1.3	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ (второй)	5-6	4	2
2.2 Рабочие по обслуживанию буровой:				
2.2.1	Слесарь по обслуживанию буровых установок эксплуатационного и глубокого разведочного бурения на нефть и газ	6	2	1
2.2.2	Электромонтер по обслуживанию буровых установок эксплуатационного и глубокого разведочного бурения на нефть и газ	6	2	1
2.2.3	Машинист буровых установок на нефть и газ:	4-6	4	2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

14

1	2	3	4	5
2.2.4	Приготовитель бурового раствора	3;2	2*	1*
2.3	ИТР и вспомогательный персонал:			
2.3.1	ИТР		2	2
2.3.2	Лаборант-коллектор	3;2	1	1
2.3.3	Повара, кухрабочие		2	2
	Итого:		25	15
3. Состав вахты бригады освоения (1, 2 смены)				
3.1	Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ	7	2	1
3.2	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ (первый)	5	2	1
3.3	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ (второй)	5	2	1
3.4	Машинист подъемника:		2	1
3.4.1	Для скважин глубиной до 1500 м	5	1	1
3.4.2	Скважины II категории, глубиной свыше 1500 м, наклонно-направленные.	6	1	1
3.4.3	Установки грузоподъемностью $\geq 80$ т	7	1	1
3.5	Электромонтер	6	2	1
3.6	ИТР и вспомогательный персонал		2	2
	Итого:		12	7
4. Рабочие общие				
4.1	Оператор котельной	3;2	2	1
4.2	Слесарь-ремонтник	5;4	2	1
	Итого:		4	2
Примечание: * - рабочие по приготовлению бурового раствора – при отсутствии готового завоза				

Работы ведутся вахтовым методом. Продолжительность вахты 14 дней. Смена бригад бурения и испытания через 12 часов.

При строительстве скважин проживание работающих предусмотрено в мобильных зданиях «МОВ», расположенных на площадке для размещения бытовых и административных помещений. Горячее питание работающих организуется в вагон-столовой на строящемся объекте. Более подробно сведения о персонале проектируемого объекта рассмотрены в Томе 6.1 (13360-ПОС1).

#### 4.2 Критерии приемлемого риска

Выбор необходимых критериев приемлемого риска для заданных технологических процессов определяем исходя из рассматриваемых вариантов аварий и свойств опасных веществ.

Значения допустимых параметров безопасности должны быть такими, чтобы исключить гибель людей и ограничить распространение аварии за пределы рассматриваемого технологического процесса на другие, в т.ч. опасные, объекты.

Для определения критериев приемлемого риска были использованы:

- нормы и правила промышленной безопасности в анализируемой области;
- сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ОР.ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

4.2.1 Определение необходимых критериев приемлемого риска, принятые по нормам и правилам в области промышленной безопасности

Количественная оценка безопасности технологических процессов осуществляется с помощью критериев по источнику [2] от 22.07.2008 №123-ФЗ (см ниже, Таблица 12).

Таблица 12 – Количественные показатели критериев индивидуального и социального рисков

Значение рисков для категорий групп людей, год <sup>-1</sup>			Критерии риска
Персонала	Населения		
Индивидуального	Социального	Индивидуального	
менее 10 <sup>-6</sup>	менее 10 <sup>-7</sup>	менее 10 <sup>-8</sup>	Безусловно, выполнены
более 10 <sup>-6</sup> менее 10 <sup>-4</sup>	—	—	При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при аварии и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска
более 10 <sup>-4</sup>	более 10 <sup>-7</sup>	более 10 <sup>-8</sup>	Недопустимы

4.2.2 Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях

Анализ сведений об известных авариях на объектах, схожих по возможным опасностям, позволяет отметить некоторые общие закономерности их возникновения и развития. Ниже приведены описания таких аварий (Таблица 13).

Таблица 13 – Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях

Дата аварии	Место	Описание	Причины	Пострадавшие	Ущерб
1	2	3	4	5	6
08.09.14	ЯНАО, Ямал СПГ, газовое месторождение, кустовая площадка №47	При проведении буровых работ возникло газопроявление с последующим возгоранием газа.	Уточняются	Пострадало 9 человек.	Нет данных
14.07.14	ОАО "Верхне-чонскнефтегаз"	На скважине W-4 Верхне-очского нефтегазоконденсатного месторождения при проведении спуско-подъемных операций произошел неконтролируемый выброс газа.	Не выявление факта интенсивного поглощения бурового раствора, а также неслаженные действия персонала буровой бригады при выполнении работ по герметизации устья скважины	Нет	Нет данных

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

1	2	3	4	5	6
26.03.14	Республика Башкортостан, ООО "Башнефть-Добыча", скважина №537 Метелинского месторождения ЦДНГ-1 НГДУ "Уфанефть"	Произошел неконтролируемый выброс нефти и попутного газа на скважине Метелинского нефтяного месторождения.	1. Нарушением утвержденной схемы оборудования устья скважины для проведения работ по свабированию для вызова притока нефти. 2. Использование неисправного герметизирующего устройства кабеля (лубрикатора). 3. Отсутствие у ООО «Башнефть – Добыча» Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлениях (ГНВП), согласованной противофонтанной службой.	Нет	1164000 руб.
17.03.14	Республика Коми, НШУ «Яреганефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	Во время ремонта паронагнетательной скважины №30Н на опытно-промышленном участке №5, лесной квадрат №271 в процессе ликвидации прихвата насосно-компрессорных труб произошёл выброс пара с примесью нефти, в результате которого было загрязнено около 1,5 га прилегающей территории.	1. Демонтаж фонтанной арматуры производился в незаглушенной скважине; 2. Не производился контроль за уровнем жидкости глушения в скважине.	нет	Загрязнено около 1,5 га прилегающей территории. 250300 руб.
22.08.13	ОАО "Арктикгаз", Самбургское месторождение	Во время работ по спуску прибора на глубину скважины произошел гидроудар с последующим выбросом газового фонтана	Нет данных	Нет	Нет данных
15.10.12	НАО, месторождение им. Требса	Во время испытания скважины №10 ВАР бригадой капитального ремонта скважин произошел неконтролируемый выброс водонефте содержащей жидкости без возгорания из-за негерметичности противовыбросового оборудования.	Нарушение технологического режима при проведении ревизии превентора.	Нет	Объем разлива жидкости около 130 куб.м. Площадь загрязнения составила более 1000 кв. метров.
13.09.12	Республика Татарстан, скважина №10330 ООО «Верхне-Уральское месторождение нефти», ООО «СОП»	После проведения прострелочно-взрывных работ произошел выброс пластового флюида с последующим загрязнением окружающей среды.	1. Несвоевременное принятие мер к герметизации устья скважины при наличии ГНВП; 2. Проведение прострелочно-взрывных работ без поддержания уровня жидкости на устье скважины и с противодавлением на пласт.	Нет	Нет данных
11.05.12	Надымский район, скважина газового месторождения «Юбилейное»	При проведении перфорации пласта скважины №2002 произошел выброс перфоратора и газовой эмульсии с последующим ее возгоранием.	Нарушение технологического процесса при производстве работ по перфорации скважины	Нет	Нет данных

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

17

1	2	3	4	5	6
20.04.12	Ненецкий АО, месторождение им. Р. Требса, ООО "Башнефть-Полюс"	При проведении работ на одной из разведочных скважин начался неконтролируемый выброс нефти.	Применение несоответствующего по параметрам подъемного патрубка, отсутствие на устье превентора.	Нет	Нет данных
05.03.12	г. Мурманск	Взрыв на буровой установке	В ОАО «Мурманский судоремонтный завод морского флота» при проведении ремонтных работ на самоподъемной буровой установке «Амазон» (порт приписки Калининград) произошел хлопок газо-воздушной смеси. Возгорания не было.	Пострадал 1 человек	Нет данных
30.01.12	ХМАО, Тюменская обл., Нижневартовский р-н, кустовая площадка №12 Ван-Еганского месторождения нефти, ООО "Нижневартовское предприятие по ремонту скважин-1"	После проведения исследовательских работ в скважине был замечен перелив бурового раствора из скважины. При установке закрытия превенторов скважина перешла к неуправляемому фонтанированию. Кустовая площадка была обесточена и проведена эвакуация персонала.	1. Нарушение технологии процесса долива, промывки, герметизации скважины. 2. Отсутствие контроля за выполнением работ.	Нет	Нет данных
23.01.12	ХМАО, Тюменская обл., Сургутский р-н, куст №45 Ватлорского месторождения, ОАО "Сургутнефтегаз"	Во время проведения спускоподъемных работ произошел выброс скважинной жидкости.	1. Нарушение технологии процесса глушения скважины и опрессовки противовыбросового оборудования. 2. Недостаточная организация производственного контроля.	Нет	Нет данных
27.12.11	ООО «Лена-нефтегаз» Нефтяная скважина	Пожар на скважине В помещении нижней группы силовых агрегатов буровой установки на скважине № 321-63 Чаяндинского НГКМ произошло возгорание. При тушении пожара машинист буровой установки получил ожоги, в результате которых скончался.	Нет данных	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

18

1	2	3	4	5	6
13.12.11	Нижневартовск, Смотлорское месторождение	Во время расконсервирования одной из скважин нефтяного Смотлорского месторождения вспыхнул сильный пожар с фонтанированием газа. Столб пламени достигал 20-метровой высоты. По предварительным данным главного управления МЧС по Ханты-Мансийскому автономному округу, пострадавших нет. На место ЧП прибыли несколько пожарных расчетов Смотлорского пожарного гарнизона, специализированные подразделения Западно-Сибирской противоданной военизированной части.	Вероятная причина аварии - технологический сбой при организации ремонтных работ. В нефтедобывающей компании, эксплуатирующей месторождение, подчеркивают: опасности для жизни и здоровья людей сейчас нет, идет локализация очага возгорания газа.	Пострадавших нет	Нет данных
17.10.11	ОАО «Сургутнефтегаз»	На скважине № 2564 кустовой площадки № 249 Федоровского месторождения из-за неправильной сборки и монтажа произошли разгерметизация фонтанной арматуры и нефтегазопроявление.	Неправильная сборка и монтаж оборудования	Нет данных	Нет данных
02.10.11	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», Тайлаковское месторождение, ХМАО-Югра, Сургутский район	При производстве работ по восстановлению приемистости скважины № 758 кустовой площадки № 31 произошло разрушение центральной заглушки, вследствие чего два работника получили тяжелые травмы	1.Использование неисправного оборудования; 2.Нарушение требований безопасной эксплуатации оборудования	2 пострадавших.	1.Использование неисправного оборудования; 2.Нарушение требований безопасной эксплуатации оборудования.
12.07.11	Филиал «Уренгой Бурение» ООО «Газпром бурение» (ЯНАО)	Произошел выброс всего бурильного инструмента из скважины с воспламенением газо-воздушной смеси.	1.Неудовлетворительная организация производства работ - отсутствие контроля со стороны ИТР за действиями буровой бригады в условиях вскрытых продуктивных горизонтов в скважине, находящейся длительное время без промывки из-за проведения геофизических работ; 2.При подъеме инструмента с постоянным доливом, при наличии сифона, не обеспечено равенство объема металла извлекаемых труб с промывочной жидкостью и объема доливаемого в скважину бурового раствора; 3.Отсутствие визуального контроля за уровнем промывочной жидкости в заколонном пространстве на устье скважины.	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

19

1	2	3	4	5	6
29.05.11	ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»	В результате аварии (пожар) выгорел трейлер подъёмного агрегата с силовым оборудованием. Авария устранена.	При проведении буровых работ отсутствовал должный технологический контроль технического состояния оборудования МБУ ZJ-40	Нет данных	Предварительный материальный ущерб оценён в 80 млн. руб.
08.04.11	ООО «ТКО-Сервис», Кыртаельское нефтегазоконденсатное месторождение	При подъёме инструмента во время подземного ремонта скважины произошёл выброс газа с последующим возгоранием. Авария ликвидирована.	Нарушение технологии ведения ремонтных работ на скважине, а именно: не было создано необходимое противодавление на текущий забой, отсутствовала циркуляция после проведения ловильных работ.	Пострадавших нет.	Нет данных
12.03.11	Управление текущего и капитального ремонта скважин – 2 ОАО «Белорусское УПНП и КРС» (ХМАО-Югра)	В 19 часов 50 минут бригада текущего и капитального ремонта скважин № 90 производила спуск забойного двигателя Д-105 на НКТ 73 мм., с целью очистки забоя. В этот момент произошел выброс нефтегазовой эмульсии из скважины последующим её возгоранием. В результате чего сгорел подъёмный агрегат для ремонта скважин АПРС-40 и поврежден превентор.	1. Нарушение технологии ведения ремонтных работ на скважине, в результате произошел неконтролируемый выброс газонефтяной смеси. 2. В процессе производства работ не приняты меры к немедленному устранению причин и условий возникновения травмирующей, аварийной и пожарной опасной ситуации; 3. Невыполнение исполнителями работ требований нормативных документов, в части продолжения работ до устранения причин возникновения нестандартной ситуации НГВП; 4. Недостаточная обученность производственного персонала в части раннего обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.	Нет данных	Нет данных
25.02.12	ООО «Краснодарнефтегаз»	На скважине № 1897 месторождения «Анастасиевско-Троицкое» были обнаружены грифоны – газоводопроявление с поверхности почвы. Оперативный штаб принял решение пробурить специальную наклонно-направленную скважину 1897-бис. Во время её бурения с глубины 52 м произошёл выброс газа, перешедший в устойчивое газоводопроявление	Нет данных	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

20

1	2	3	4	5	6
15.02.11	ЗАО «Самот- лорнефте- промхим»	На скважине № 116 про- изошёл несанкциониро- ванный выброс газоводо- нефтяной смеси без воз- горания. Повреждены геофизический кабель и перфоратор. Авария устранена.	1.Ошибка в расчёте при опреде- лении параметров жидкости глушения (плотности и вязкости раствора) в ходе перфорацион- ных работ, что привело к разга- зирванию жидкости глушения, уменьшению противоавдавления на пласт и выбросу жидкости глушения из скважины; 2.Невыполнение требований промышленной безопасности при оборудовании устья скважи- ны:- отсутствие перфорационной задвижки и лубликаторного устройства (не были установле- ны); -не контролировался уро- вень жидкости на устье скважи- ны; - не осуществлялся долив скважины во время проведения прострелочно-взрывных работ, который должен быть постоян- ным.	Пострадав- ших нет.	
14.09.08	Скважина № 464 Анастасьев- ско-Троицкого месторождения ООО «Красно- дарнефтегаз- Ремонт»	Открытый нефтегазовый фонтан (14.09.2008 г.). Данная авария относится к особо сложным и до настоящего времени не ликвидирована. При про- ведении разбуривания цементного моста ООО «Краснодарнефтегаз- Ремонт» на скважине № 464 Анастасьевско- Троицкого месторождения произшел гидравличе- ский удар с разгерметиза- цией дренажной линии и газонефтеводопроявле- нием, перешедшим в от- крытый газовый фонтан. Потоком жидкости с поро- дой срезало оборудова- ние устья скважины ниже колонной головки. Рабо- тниками Ахтырского воени- зированной противодон- танного отряда были про- ведены работы по удале- нию оборудования с устья скважины и ликвидации противовыбросового обо- рудования на кондуктор скважины № 464 Троицкая произведены выпуск газа из скважины по отводам и его сжигание. Через час работы по отводам за- крыли превентор. Около устья образовался грифон — выброс газа и песка. Работы были прекраще- ны, работники удалены на безопасное расстояние.	К причинам аварии на скважине № 464 следует отнести непра- вильные действия работников при нефтегазопрооявлениях. В то же время необходимо отметить, что Анастасьевско-Троицкое месторождение эксплуатируется более 60 лет. Коэффициент из- влечения нефти (КИН) составля- ет рекордные для России 74 %. Данная авария свидетельствует о неудовлетворительном состо- янии эксплуатационного фонда скважин, заключающееся в не- герметичности обсадных колонн, нарушении целостности цемент- ного камня в затрубном про- странстве, приводящих к отсут- ствию изоляции нефтегазовых горизонтов от вышележащих водяных и других проницаемых пластов.	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ



1	2	3	4	5	6
		<p>Выделяющийся из грифонов газ загорелся. В целях предупреждения образования грифонов и предупреждения аварий выведены из эксплуатации расположенные рядом с аварийной еще 24 скважины и проведены работы по их консервации, что привело к значительному снижению плановых объемов добычи и значительным затратам на проведение аварийных работ, ущербу окружающей среде. Пробурена скважина № 464 бис. Через забой скважины произведена закачка пластовой воды в аварийную скважину № 464 Троицкая для недопущения поступления газа из пласта на устье скважины № 464 Троицкая. Факел погас в 11 ч 00 мин 21.11.2008 г. В дальнейшем производилась закачка пластовой воды в трубы и затрубное пространство по линии поддержания пластового давления (ППД при P = 35–41 атм). За сутки закачивалось 1440 м3. Всего закачено — 190 687 м3. Общее время закачки — 2059 ч. Вокруг устья скважины № 464 образовался котлован размером 40×70 м, заполнившийся водой. Ввиду невозможности определения нахождения и производства работ на устье аварийной скважины в настоящее время ведется бурение скважины № 464 бис 2 в целях врезки в ствол скважины № 464 Троицкая на глубине 1054 м и закачки цемента в аварийную скважину.</p>			
11.06.08	Скважина № 1259 Анастасьевской площади ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт»	<p>Открытый нефтегазовый фонтан на скважине № 1259 Анастасьевской площади ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт» в Славянском районе Краснодарского края (11.06.2008 г.). По окончании ремонтных работ во время демонтажа превен-</p>	<p>Причинами аварии являются нарушение работниками бригады требований противоданной безопасности при производстве ремонтных работ: 1. Отсутствие контроля за технологическими параметрами (промывкой, объемом прокачиваемого раствора, уровнем раствора в скважине, за давлением</p>	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

1	2	3	4	5	6
		тора произошел излив бурового раствора через насосно-компрессорные трубы. После безуспешных попыток герметизации устья скважины излив перешел в открытое фонтанирование нефтегазоводяной смесью.	на устье скважины в период перерыва в работе). 2. Неудовлетворительные знания требований по ПФБ работниками ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт» (оставление скважины без герметизации устья на долгое время). 3. Производство работ на скважине неполным составом вахты. 4. Низкая трудовая, производственная и технологическая дисциплина в бригаде. 5. Отсутствие контроля за безопасным производством работ при ремонте скважины в ночное время и выходные дни со стороны руководства и ИТР ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт». 6. Отсутствие оборудования для принудительного долива или прокачки скважины.		
04.08.08	Южно-Хыльчюское нефтяное месторождение ООО «Нарьянмарнефтегаз»	Открытый нефтегазовый фонтан на Южно-Хыльчюском нефтяном месторождении ООО «Нарьянмарнефтегаз» (4 августа 2008 года). ООО «ТехноСеверНефть» на основании договора Генерального подряда от 27.12.2006 №1271/2006 производило бурение водозаборных скважин. К моменту аварии ООО «ТехноСеверНефть» закончило строительство одиночной скважины 6В3 и 27.12.2007 г. приступило к бурению скважины 1В3 на кусте нефтедобывающих скважин № 3. Вертикальная водозаборная скважина 1В3 по состоянию на 03.02.2008 г. находилась в бурении, проектный забой 850 м. На момент аварии глубина скважины составила 802 м. По линии движения станка (НДС) на расстоянии 28,4 м от устья скважины 1В3 расположено обвязанное устье нефтедобывающей наклонно направленной скважины № 224, ввод которой в эксплуатацию планировался в апреле 2008 года после завершения строительства трубопровода. При бурении скважины 1В3 долотом была нарушена целостность эксплу-	Технической причиной аварии является нарушение конструкции компоновки бурильной колонны, явившееся причиной отклонения профиля водозаборной скважины от вертикали при бурении. Организационные причины: 1. Отсутствие должного контроля со стороны ответственных лиц подрядчика (ООО «ТехноСеверНефть») за работой бригады и процессом бурения. 2. Отсутствие должного контроля за бурением скважины со стороны заказчика (ООО «Нарьянмарнефтегаз») по контролю за бурением. О посещении буровой бригады свидетельствуют запись от 28.01.2008 г. в буровом вахтовом журнале, где и была расписана применяемая не соответствующая проекту компоновка бурового инструмента.	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

1	2	3	4	5	6
		<p>атационной колонны нефтедобывающей скважины № 224 с последующим открытым выбросом нефтегазосодержащей жидкости через затрубное пространство скважины 1В3. В результате аварии на скважине 1В3 была загрязнена часть технологической площадки куста 3 и прилегающая территория на снежном покрове общей площадью 2,41 га, интенсивное скопление нефте-содержащей жидкости на площади 800 м2. Общее количество поступившей из аварийной скважины нефтесодержащей жидкости составило 35 т. В связи с тем что профиль водозаборной скважины проектировался вертикальным и вероятности встречи стволов не предполагалось, буровому подрядчику заказчиком фактическое проложение стволов скважин куста выдано не было. Буровой подрядчик, выполняя работы на кустовой площадке, где ведется бурение эксплуатационных скважин, и имея данные об отклонении от вертикали на бурящейся скважине, не запросил у заказчика информацию о пробуренных нефтяных скважинах.</p>			

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

13360-ОР.ТЧ

## 5 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ РИСКА

Основные задачи этапа идентификации опасностей - выявление и четкое описание всех источников опасностей и путей (сценариев) их реализации.

При идентификации определено, какие элементы, технические устройства, технологические блоки или процессы в технологической системе требуют более серьезного анализа и какие представляют меньший интерес с точки зрения безопасности.

### 5.1 Перечень нежелательных событий

Описание возможных сценариев аварий с указанием инициирующих и последующих событий, приводящих к возникновению поражающих факторов аварий на проектируемом объекте представлены в Таблица 14. Здесь учтены предположения и ограничения принятые выше в главе 3.2 «Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска». Более точные данные по частотам возникновения аварии будут рассмотрены в главе 6 «ОЦЕНКА РИСКА».

Таблица 14 - Описание возможных сценариев аварий с указанием инициирующих и последующих событий, приводящих к возникновению поражающих факторов аварий на проектируемом объекте

Обозначение	Сценарий	Описание
1	2	3
ПЖ	Пролив продукта без дальнейшей эскалации	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка жидкости ⇒ образование «зеркала» разлива ⇒ проведение мероприятий по локализации и ликвидации последствий разлива ⇒ восполнение нанесенного ущерба
33	Образование облака ГПВС (в открытом пространстве)	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка опасных веществ в открытое пространство ⇒ образование и испарение «зеркала» разлива ⇒ образования облака ГПВС ⇒ рассеяние зоны загазованности
33	Образование облака ГПВС	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка газа в помещении ⇒ образование зоны загазованности
ПП	Пожар пролива ЛВЖ или ГЖ	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка жидкости ⇒ попадание источника зажигания в пролившую ЛВЖ или ГЖ ⇒ возникновение пожара пролива ⇒ попадание оборудования в зоны теплового воздействия с последующей возможной эскалацией аварии
ВГП	Взрыв облака ГПВС (для аппаратов атмосферных)	образование в аппарате ГПВС взрывоопасной концентрации ⇒ возникновение или попадание в ГПВС источника зажигания ⇒ взрыв облака ГПВС от источника зажигания ⇒ частичное или полное разрушение ограждающих конструкций сооружения ⇒ попадание оборудования в зоны поражения образованной ударной волны, последующее развитие аварии, если затронуте другое оборудование, содержащее опасные вещества

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

25

1	2	3
ВГ	Взрыв облака ГПВС (в открытом пространстве)	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка опасных веществ в открытое пространство ⇒ образование зоны загазованности ⇒ попадание в ГПВС источника зажигания ⇒ взрыв облака ГПВС от источника зажигания ⇒ частичное или полное разрушение сооружения ⇒ попадание оборудования в зоны поражения образованной ударной волны, последующее развитие аварии, если затронуто другое оборудование, содержащее опасные вещества
ПВ	Пожар-вспышка (сгорание облака)	разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка опасных веществ в открытое пространство ⇒ испарение жидкости и образование облака ГПВС ⇒ попадание источника зажигания в ГПВС ⇒ сгорание ГПВС с небольшими видимыми скоростями ⇒ разрушение (полное или частичное) сооружения ⇒ попадание оборудования в зону поражения высокотемпературными продуктами сгорания последующее развитие аварии, если затронуто другое оборудование, содержащее опасные вещества
Лг	Образование струи газа с постоянным расходом	разгерметизация технологического оборудования ⇒ утечка попутного нефтяного газа в открытое пространство ⇒ образование струи попутного нефтяного газа с постоянным расходом ⇒ рассеяние выделившегося попутного нефтяного газа
ФГ	Диффузное струйное (факельное) горение	разгерметизация технологического оборудования ⇒ утечка попутного нефтяного газа в открытое пространство ⇒ образование струи попутного нефтяного газа с постоянным расходом ⇒ попадание источника зажигания с последующим воспламенением струи газа от источника зажигания ⇒ образование факельного горения поступающего в открытое пространство ВПОВ ⇒ попадание оборудования в зоны теплового воздействия, последующее развитие аварии, если затронуто другое оборудование, содержащее опасные вещества
ВЛ	Взрыв BLEVE	нарушение технологического режима работы оборудования (аппарата, сосуда) ⇒ перегрев технологической жидкости ⇒ повышение давления в оборудовании (аппарата, сосуда), существенно выше допустимого максимального давления ⇒ разрыв стенок оборудования (аппарата, сосуда) ⇒ частичное или полное разрушение сооружения ⇒ попадание оборудования в зоны поражения образованной ударной волны, последующее развитие аварии, если затронуто другое оборудование, содержащее опасные вещества

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

26

## 5.2 Описание источников опасности, факторов риска, условий возникновения и развития нежелательных событий

Перечень сооружений площадочного опасного объекта, которые могут стать источником опасности, с указанием опасных сценариев аварий и участвующих в них опасных веществ представлен в Таблица 15.

Характеристики опасных веществ, отражающих факторы риска, приведены выше в главе 4.1.1(Таблица 8).

Таблица 15 - Перечень сооружений площадочного опасного объекта, которые могут стать источником опасности, с указанием опасных сценариев аварий и участвующих в них опасных веществ

№	Технологический блок	Обозначение	N	ЖФ	ГПФ	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ВЛ	ФГ	Лг	ПВ
1	Площадка поисково-оценочной скважины	Проектируемая скважина	1	Нефть	Попутный нефтяной газ	•	•	•	•		•	•	•
2	Амбар на выкидах ПВО	Горизонтальная факельная установка	1	Нефть	Попутный нефтяной газ	•	•	•	•		•	•	•
3	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-200	1	Дизтопливо марки А	Дизтопливо марки А	•	•	•	•				
4		Блок водонефтяной ёмкости	1	Нефть	Нефть	•		•	•				
5		Модуль котельной	1	Вода	Вода					•			
6		Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	3	Дизтопливо марки А	Дизтопливо марки А	•	•	•	•				
7	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 3м3	2	Масло минеральное	Масло минеральное	•		•					
8		Ёмкость масла 1,8м3	2	Масло минеральное	Масло минеральное	•		•					
9	Расходный склад ГСМ	Установка для хранения и выдачи топлива	1	Дизтопливо марки А	Дизтопливо марки А	•		•	•				
10		Расходная ёмкость для выдачи топлива	1	Дизтопливо марки А	Дизтопливо марки А	•		•	•				
11		Расходная ёмкость для диз. топлива	3	Дизтопливо марки А	Дизтопливо марки А	•		•	•				

## 5.3 Предварительные оценки опасности и риска

Сведения о категории по взрывопожарной и пожарной опасности, степени огнестойкости, классификации взрывоопасных и пожароопасных зон, категории и группе взрывоопасной смеси представлены ниже (Таблица 16).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ОР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 16 – Сведения о категории по взрывопожарной и пожарной опасности, степени огнестойкости, классификации взрывоопасных и пожароопасных зон, категории и группе взрывоопасной смеси

Наименование помещений, сооружений, наружных установок и оборудования	Категория помещений, сооружений и наружных установок по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ №123-ФЗ гл.7, 8, п.5.1 табл.1, разд.6, п.7.1 табл.2 СП 2.13130.2009*)	Классификация пожароопасных и взрывоопасных зон (ст.18, 19 ФЗ №123-ФЗ)	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ	Классификация технологических сред по пожаро-взрывоопасности (ст.16 ФЗ №123-ФЗ)	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Степень огнестойкости (ФЗ №123-ФЗ ст.30, 87)	Характеристика обрабатываемых веществ
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Буровая установка							
1.1 Блок вышечный	АН	2-й	В-Iг	пожаро-взрывоопасная	IIA-T3	-	нефть, буровой раствор
1.2 Модуль бурильщика	Д	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	-
1.3 Блок очистки бурового раствора	А	2-й	В-Ia	пожаро-взрывоопасная	IIA-T3	IV	буровой раствор, вода с примесями нефти
1.4 Блок хранения и приготовления раствора	Д	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	буровой раствор на основе глинистого порошка (негорючий)
1.5 Блок ГУП	Д	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	
1.6 Модуль насосный	Д	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	буровой раствор на основе глинистого порошка (негорючий)
1.7 Модуль тиристорный	В4	П-IIa	-	пожароопасная	-	IV	-
1.8 Модуль компрессоров	Д	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	воздух
2 Станция ГТИ	В	П-IIa	-	пожароопасная	-	IV	-
3 Модуль котельной	Г	-	-	пожаро-безопасная	-	IV	нефть в качестве топлива
4 Блок водонеплотной емкости	АН	2-й	В-Iг	пожаро-взрывоопасная	IIA-T3	-	вода, нефть
5 Емкость для бурового раствора	ДН	-	-	пожаро-безопасная	-	-	буровой раствор на основе глинистого порошка (негорючий)
6 Емкость специальная металлическая	ДН	-	-	пожаро-безопасная	-	-	-

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

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

13360-ОР.ТЧ

Лист

28

1	2	3	4	5	6	7	8
7 Дизельная электростанция	В	-	-	пожароопасная	-	IV	дизельное топливо с Твсп 30 °С
8 Аварийная дизельная электростанция	В	-	-	пожароопасная	-	IV	дизельное топливо с Твсп 30 °С
9 Блок для утилизации слива	ДН	-	-	пожаробезопасная	-	-	цементный, буровой раствор
10 Расходный склад ГСМ	БН	2-й	В-Iг	пожаровзрывоопасная	IIВ-ТЗ	-	дизельное топливо с Твсп 30 °С, масло минеральное нефтяное
11 Блок-бокс пожарного инвентаря	Д	-	-	пожаробезопасная	-	IV	-
12 Скважина поисково-оценочная	АН	2-й	В-Iг	пожаровзрывоопасная	IIА-ТЗ	-	нефть, буровой раствор
13 Агрегат подъемный А-60/80	АН	2-й	В-Iг	пожаровзрывоопасная	IIА-ТЗ	-	нефть, буровой раствор
14 Желобная (приемная) емкость (V = 6 м <sup>3</sup> )	АН	2-й	В-Iг	пожаровзрывоопасная	IIА-ТЗ	-	буровой раствор на основе глинистого порошка (негорючий), нефть
15 Доливная емкость (V = 10-45 м <sup>3</sup> )	ДН	-	-	пожаробезопасная	-	-	буровой раствор на основе глинистого порошка (негорючий)

#### 5.4 Идентификация опасного производственного объекта

Согласно Федерального закона №116-ФЗ от 21.07.1997 "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [1] проектируемый объект «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка» является опасным производственным объектом по признакам опасности, изложенным ниже (Таблица 17).

Согласно п.2 ст.2 ФЗ №116-ФЗ подлежит регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов, в порядке, установленном Правилами регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов, утвержденными постановлением Правительства РФ от 24.11.1998 N 1371.

Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре и проектной документацией не определяется. (Статья 2, п.4, №116-ФЗ).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

29



Таблица 17 – Признаки опасного производственного объекта

Наименование объекта (именной код объекта)	Признаки опасности	Границы объекта	Особенности идентификации
Участок ведения буровых работ	2.1, 2.2, 2.3	Границы опасной зоны	Идентифицируется как ОПО бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата (опасный производственный объект в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода менее 1 процента); Идентифицируются по признаку использования и получения опасных веществ, использования оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115°C, и грузоподъемных механизмов

### 5.5 Выбор дальнейшего направления анализа риска

На основании данных, приведенных в главе 5.4 для участка ведения буровых работ необходимо провести более детальный анализ риска.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ОР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

## 6 ОЦЕНКА РИСКА

### 6.1 Определение частот возникновения инициирующих и всех нежелательных событий

Частота возникновения аварий определялись в предположении независимости аварийных ситуаций.

Частоты возникновения инициирующих событий для широко применяемого оборудования и трубопроводов определялись с учетом имеющихся статистических данных по интенсивности отказов  $Q_{ав}$  ([25] Таблица П1.1 и Таблица П1.2).

Для оборудования работающего в непрерывном режиме, принято время работы в течение года – 8760 часов. Время работы оборудования, работающего в дискретном режиме, определялось исходя из конкретных условий его работы.

Интенсивности (частоты) отказов технических устройств при дов. (мм) представлены в Таблица 18.

Таблица 18 – Интенсивности (частоты) отказов технических устройств при дов. (мм)

Тип сооружения	5	12,5	25	50	100	Разрыв	Pa	Размерность	
Аппараты герметичные	4,0E-05	1,0E-05	6,2E-06	3,8E-06	1,7E-06	3,0E-07	2,2E-05	год <sup>-1</sup>	
Аппараты атмосферные			8,8E-05		1,2E-05	5,0E-06	1,1E-04	год <sup>-1</sup>	
Трубопроводы	Dy								
	100		2,8E-06	1,2E-06	4,7E-07		2,4E-07	4,7E-06	1/год.м
	150		1,9E-06	7,9E-07	3,1E-07	1,3E-07	2,5E-08	3,2E-06	1/год.м

### 6.2 Оценка последствий возникновения нежелательных событий на проектируемом объекте

Оценка последствий включает анализ возможных воздействий на людей, имущество и (или) окружающую природную среду. Для оценки последствий в данном разделе оценены физические эффекты нежелательных событий (отказы, разрушение технических устройств, зданий, сооружений, пожары, взрывы, выбросы токсичных веществ и т.д.), определены объекты, которые могут быть подвергнуты опасности.

Далее, в пунктах 6.2.1-6.2.8, приведены последствия возникновения нежелательных событий по всем идентифицированным сценариям аварий для всех опасных сооружений объекта. Также учтена и выявлена связь масштабов последствий с частотой их возникновения.

#### 6.2.1 Аварийный выброс ЖФ ВПОВ из технологического оборудования с последующей ликвидацией аварии

При разгерметизации технологического оборудования ЖФ ВПОВ поступает в открытое пространство. Результаты расчета сценария аварии «ПЖ» представлены ниже (Таблица 19).

При бурении возможно появление открытого фонтана из скважины, что представляет опасность для жизни людей, а также может привести к повреждению и/или падению самой буровой установки.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ОР.ТЧ

Таблица 19 – Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ЖФ ВПОВ в открытое пространство с последующей ликвидацией аварии

Обозначение	ЖФ	Vпр	т.ужф	Спр	d.пр	т.и	Приме чание	Qсц
		м³	т	м²	м	кг		год <sup>-1</sup>
Проектируемая скважина	Нефть	88	77	1762	47	9567	разлив	9,86E-04
Горизонтальная факельная установка	Нефть	0,41	0,32	8,1	7	39,8	В каре	1,10E-11
Электростанция ЭД-200	Дизтопливо марки А	0,18	0,14	3,4	2	0,24	В здан	2,58E-06
Блок водонефтяной ёмкости	Нефть	40	35	86	11	470	В каре	1,04E-04
Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Дизтопливо марки А	0,8	0,63	48	8	3,35	В здан	3,10E-04
Ёмкость масла 3м3	Масло минеральное	2,4	2,1	42	8	0	перелив	2,07E-04
Ёмкость масла 1,8м3	Масло минеральное	1,4	1,3	23	6	0	перелив	2,07E-04
Установка для хранения и выдачи топлива	Дизтопливо марки А	40	32	348	31	15,3	В каре	1,03E-04
Расходная ёмкость для выдачи топлива	Дизтопливо марки А	4	3,2	80	25	3,52	В каре	1,03E-04
Расходная ёмкость для диз. топлива	Дизтопливо марки А	40	32	360	22	15,8	В каре	3,10E-04

### 6.2.2 Возникновение пожаров разлитий ЖФ ВПОВ

При попадании случайной искры или другого источника воспламенения в зону разлива ЖФ ВПОВ может возникнуть пожар. Пожар пролива может произойти как в пределах защитного ограждения, так и с переливом через него.

Критерии оценки воздействия теплового излучения приведены в главе А.3 (Приложение А)

Результаты расчета сценария аварии «ПП» представлены ниже (Таблица 20, Таблица 21).

Таблица 20 – Параметры пожаров разлитий ЖФ ВПОВ в открытом пространстве

Обозначение	ЖФ	d	L	m	время горения	X (м) при q (кВт/м²)						Qсц год <sup>-1</sup>
		м	м	т		17	12,9	10,5	7	4,2	1,4	
Проектируемая скважина	Нефть	47	43	77	19 мин	23,5	23,8	24,9	34	49	90	1,38E-05
Горизонтальная факельная установка	Нефть	7	12	0,32	15 мин	6,5	8,2	9,6	13	17	31	9,61E-14
Блок водонефтяной ёмкости	Нефть	11	15	35	2,2 час	9,3	11,7	13,6	18	24	44	1,01E-06
Ёмкость масла 3м3	Масло минеральное	8	11	2,1	20 мин	5,9	7,4	8,7	12	16	29	3,11E-06
Ёмкость масла 1,8м3	Масло минеральное	6	9,4	1,3	22 мин	4,7	5,9	6,9	9,3	13	24	3,11E-06
Установка для хранения и выдачи топлива	Дизтопливо марки А	31	29	32	38 мин	15,9	19,1	22,4	30	41	74	1,73E-06
Расходная ёмкость для выдачи топлива	Дизтопливо марки А	25	24	3,2	17 мин	13,5	16,8	19,7	26	36	64	1,73E-06
Расходная ёмкость для диз. топлива	Дизтопливо марки А	22	22	32	36 мин	12,4	15,4	18,2	24	33	59	5,20E-06

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

32

Таблица 21 – Параметры пожаров разливов ЖФ ВПОВ в помещении

Обозначение	ЖФ	Помещение м*м*м	Sпр м <sup>2</sup>	m т	время горения	tэвакуац	Uрасп.пл	tрасп.пл	Qсц год <sup>-1</sup>
						сек	м/с	сек	
Электростанция ЭД-200	Дизтопливо марки А	2,93×1,28×1,72	3,4	0,14	17 мин	7	0,20	5	4,33E-08
Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Дизтопливо марки А	4,915×10,45×4,48	48	0,63	5 мин	13	0,20	20	5,20E-06

### 6.2.3 Образование зоны загазованности ГПВС с последующей ликвидацией аварии

Вследствие разгерметизации технологического оборудования или сооружения ГПФ ВПОВ поступает в открытое пространство, помещение, технологические блоки.

Расчеты произведены в соответствии с документом [19]. Результаты расчета сценария аварии «33» представлены ниже (Таблица 22).

Таблица 22 – Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ГПФ ВПОВ в открытое пространство, помещение, технологические блоки и образованием облака ГПВС

Обозначение	ГПФ	ρ	m.заг	S <sub>нкпр</sub>	Vобл м <sup>3</sup>	Параметры зоны, (м)		Qсц год <sup>-1</sup>
		кг/м <sup>3</sup>	кг	%об		R·Z, A·B·Z	форма	
Проектируемая скважина	Попутный нефтяной газ	1,281	1602	3,42	36572	55·1,8	цилиндр	1,31E-04
Горизонтальная факельная установка	Попутный нефтяной газ	1,281	133	3,42	3048	24·0,8	цилиндр	1,25E-12
Электростанция ЭД-200	Дизтопливо марки А	8,353	0,12	0,85	1,7	1,3·2,9·0,1	помещения	2,50E-06
Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Дизтопливо марки А	8,353	1,7	0,85	24	10·4,9·0,1	помещения	3,00E-04

### 6.2.4 Взрывы газопаровоздушных смесей на технологических сооружениях

При разгерметизации технологического оборудования ГПВС поступает в открытое пространство, помещение, технологические блоки. Локализация аварии не дает результатов и это может привести к эскалации аварии. При наличии источника воспламенения возможно сгорание образованного облака ГПВС с развитием волны избыточного давления.

Расчет параметров аварийного сценария взрыва ГПВС в открытом пространстве произведен в соответствии с методикой, приведенной в Приложении Е [19]. Результаты расчета сценария аварии «ВГ» в открытом пространстве представлены ниже (Таблица 23). Критерии оценки воздействий ударной волны взрыва приведены в главе А.2 (Приложение А).

Результаты расчёта сценария аварии «ВГ» представлены ниже (Таблица 23).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ОП.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 23 – Параметры взрывов ГПВС на технологических сооружениях объекта

Обозначение	ГПФ	E	m.вг	Ri (м) при Pi, кПа						Qсц			
				MДж	кг	Pmax	Ro	53	28		12	5	3
								r2	r3		r4	r5	r6
Проектируемая скважина	Попутный нефтяной газ	5089	105	19	13			33	90	155	1,63E-06		
Горизонтальная факельная установка	Попутный нефтяной газ	424	8,8	19	5,5			14	40	68	4,00E-15		
Блок водонефтяной ёмкости	Нефть	55	1,2	29	2,8		4	12	31	53	4,18E-08		
Установка для хранения и выдачи топлива	Дизтопливо марки А	3,2	0,07	29	1,1		1	5	12	20	6,15E-08		
Расходная ёмкость для выдачи топлива	Дизтопливо марки А	0,32	0,01	29	0,6		1	2	6	9	6,15E-08		
Расходная ёмкость для диз. топлива	Дизтопливо марки А	3,2	0,07	29	1,1		1	5	12	20	1,85E-07		

Расчет параметров аварийного сценария взрыва ГПВС в помещении произведен в соответствии с рекомендациями ФГБУ ВНИИПО МЧС России «Расчет параметров легкосбрасываемых конструкций для взрывопожароопасных помещений промышленных объектов [26]. Результаты расчета сценария аварии «ВГП» в помещении представлены ниже (Таблица 24).

Таблица 24 – Результаты расчетов взрыв ГПВС в помещении

Обозначение	ГПФ	Vсв	ΔP	Исходные данные для расчета						Qсц	
				Uнр	α	ε.с	βμ	Kф	ρo		Ao
				м/с	-	-	0	-	кг/м³		м²
Электростанция ЭД-200	Дизтопливо марки А	5,5	6	0,1	4,7	8	0,4	1	1,24	0,2	1,54E-09
Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Дизтопливо марки А	204	5	0,1	4,8	8	0,1	1	1,22	7	1,85E-07

### 6.2.5 Взрывы BLEVE на технологических сооружениях

При нарушении технологического режима работы блока котельной может произойти взрыв котлов, содержащих перегретую воду. Результаты расчета сценария аварии «BL» представлены ниже (Таблица 25).

Таблица 25 - Параметры взрыва BLEVE на технологическом оборудовании

Обозначение	ЖФ	E. eff	m.ж	ΔP, кПа						Qсц
				100	53	28	12	5	3	
				r1	r2	r3	r4	r5	r6	
Модуль котельной	Вода	371	949	11	16	24	42	84	130	3,00E-07

Критерии оценки воздействий ударной волны взрыва приведены в главе А.2 (Приложение А).

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

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

13360-ОР.ТЧ

Лист

34

### 6.2.6 Диффузное струйное (факельное) горение при поступлении ГПФ ВПОВ в открытое пространство из технологических сооружений с постоянным расходом

При образовании дефектного отверстия в оборудовании, работающем под давлением, или разгерметизации соединения, может возникнуть факельное горение поступающего в открытое пространство ВПОВ (сценарий аварии «ФГ»).

Критерии оценки воздействия теплового излучения приведены в главе А.3 (Приложение А).

Результаты расчетов диффузного струйного (факельного) горения представлены ниже (Таблица 26).

Таблица 26 - Результаты расчетов диффузного струйного (факельного) горения

Обозначение	Рр	Fотв	Lф	Dф	Тип факела	Радиусы (м) приТИ (кВт/м <sup>2</sup> )						Qсц год <sup>-1</sup>
	МПа	см <sup>2</sup>	м	м		17	12,9	10,5	7	4,2	1,4	
Проектируемая скважина	21,9	11	9,6	1,4	горизонтальн.	14	14,2	14,4	14,5	14,7	14,8	6,20E-06
Горизонтальная факельная установка	12	50	9,6	1,4	горизонтальн.	14	14,2	14,4	14,5	14,7	14,8	3,65E-05

### 6.2.7 Возникновение зоны загазованности НКПР при поступлении ГПФ ВПОВ в открытое пространство из технологических сооружений с постоянным расходом

При образовании дефектного отверстия в оборудовании, работающем под давлением, или разгерметизации соединения, образуется зона загазованности НКПР, направленная по ветру из поступающего в открытое пространство ВПОВ (сценарий аварии «Лг»).

Результаты расчетов образования зоны загазованности НКПР при поступлении ВПОВ в открытое пространство с постоянным расходом представлены ниже (Таблица 27).

Таблица 27 - Результаты расчетов образования зоны загазованности НКПР при поступлении ВПОВ в открытое пространство с постоянным расходом

Обозначение	ГПФ	Рр	Фистеч	Gг	m.уг	ρ.г	Снкпр	Lnкпр	Qсц год <sup>-1</sup>
		МПа	см <sup>2</sup>	кг/с	кг	кг/м <sup>3</sup>	%об	м	
Проектируемая скважина	Попутный нефтяной газ	21,9	11	0,52	1875	0,776	3,42	46	9,86E-04
Горизонтальная факельная установка	Попутный нефтяной газ	12	50	0,52	156	0,776	3,42	46	7,54E-12

### 6.2.8 Пожар-вспышка облака НКПР (сгорание облака)

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическим оборудованием пространстве, и его зажигании относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны сжатия малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

											13360-ОР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							35

случае реализуется так называемый пожар-вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паро-воздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т.е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако). Зоны высокотемпературных продуктов сгорания, образовавшиеся при пожаре-вспышке паро-воздушной смеси представлены ниже (Таблица 28).

Таблица 28 - Зоны высокотемпературных продуктов сгорания, образовавшиеся при пожаре-вспышке паро-воздушной смеси

Обозначение	ГПФ	$\rho$	т.заг	$C_{нкпр}$	Вобл	Параметры зоны, (м)		Qсц
		кг/м <sup>3</sup>	кг	%об	м <sup>3</sup>	R·Z	форма	год <sup>-1</sup>
Проектируемая скважина	Попутный нефтяной газ	1,281	1602	3,42	2407	66·2,2	цилиндр	1,29E-06
Горизонтальная факельная установка	Попутный нефтяной газ	1,281	133	3,42	201	29·1	цилиндр	8,12E-16

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			13360-ОР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 7 ОБОБЩЕНИЕ ОЦЕНКИ РИСКА

### 7.1 Интегрирование показателей рисков

В данной главе рассматривается частота реализации сценариев при различных авариях, выполняется построение изолиний распределения потенциального риска с последующим вычислением индивидуального, коллективного и социального [13].

Кроме того, определяем наиболее опасные, "слабые" места с точки зрения безопасности. Для определения этого используем следующие критерии:

- сценарий наиболее опасной по последствиям аварии. При этом выбирается наиболее вероятный сценарий из группы наиболее опасных сценариев со сравнимыми последствиями. Здесь учитываются различные взаимоувязанные факторы, такие как человеческий, оснащённость объекта противоаварийным оборудованием и материалами, степень автоматизации и т.д.

- сценарий наиболее вероятной аварии. При этом из сценариев с одинаковой частотой реализации выбирается наиболее опасный по максимальной тяжести последствий сценарий. Здесь также учитываются различные взаимоувязанные факторы, приведенные в предыдущем пункте.

#### 7.1.1 Частота реализации сценариев при возможных авариях

##### 7.1.1.1 Частота реализации сценариев на проектируемом объекте

Частота реализации сценариев при возможных авариях на проектируемом объекте представлена ниже (Таблица 29)

Таблица 29 – Частота реализации сценариев при возможных авариях на проектируемом объекте

№	Технологический блок	Обозначение	№п/п	Частота реализации сценариев, год <sup>-1</sup>							
				ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ВЛ	ФГ	Лг	ПВ
1	Площадка поисково-оценочной скважины	Проектируемая скважина	1	9,86E-04	1,31E-04	1,38E-05	1,63E-06		6,20E-06	9,86E-04	1,29E-06
2	Амбар на выкидах ПВО	Горизонтальная факельная установка	1	9,94E-12	1,25E-12	9,61E-14	4,00E-15		3,65E-05	7,54E-12	8,12E-16
3	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-200	1	2,58E-06		4,33E-08	1,54E-09				
4		Блок водонефтяной ёмкости	1	1,04E-04		1,01E-06	4,18E-08				
5		Модуль котельной	1					3,00E-07			
6		Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	3	3,10E-04		5,20E-06	1,85E-07				
7	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 3м3	2	2,07E-04		3,11E-06					
8		Ёмкость масла 1,8м3	2	2,07E-04		3,11E-06					
9	Расходный склад ГСМ	Установка для хранения и выдачи	1	1,03E-04		1,73E-06	6,15E-08				
10		Расходная ёмкость для выдачи топлива	1	1,03E-04		1,73E-06	6,15E-08				
11		Расходная ёмкость для диз.топлива	3	3,10E-04		5,20E-06	1,85E-07				

Примечание: В таблице указаны суммарные значения частоты реализации для всех аппаратов в блоке с учетом их количества

Количество веществ, участвующих в авариях по всем сценариям представлено ниже (Таблица 30).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

37



Таблица 30 - Количество веществ, участвующих в авариях по всем сценариям

№	Аппарат, сооружение	Опасные вещества	Агрегатное состояние	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ВЛ	ФГ	ЛГ	ПВ
				т	кг	т	кг	т	кг	кг	кг
1	Проектируемая скважина	Нефть Попутный нефтяной газ	ЖФ ГФ	77	1602	76,9	105		1875	1875	1602
2	Горизонтальная факельная установка	Нефть Попутный нефтяной газ	ЖФ ГФ	0,32	133	0,32	8,8		156	156	133
3	Электростанция ЭД-200	Дизтопливо марки А	ЖФ	0,14	0,12	0,14	0,01				
4	Блок водонефтяной ёмкости	Нефть	ЖФ	35		35	1,2				
5	Модуль котельной	Вода	ЖФ					0,949			
6	Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	Дизтопливо марки А	ЖФ	0,63	1,7	0,63	0,17				
7	Ёмкость масла 3м3	Масло минеральное	ЖФ	2,1		2,1					
8	Ёмкость масла 1,8м3	Масло минеральное	ЖФ	1,3		1,3					
9	Установка для хранения и выдачи топлива	Дизтопливо марки А	ЖФ	32		32	0,07				
10	Расходная ёмкость для выдачи топлива	Дизтопливо марки А	ЖФ	3,2		3,2	0,01				
11	Расходная ёмкость для диз. топлива	Дизтопливо марки А	ЖФ	32		32	0,07				

## 7.1.1.2 Зоны поражений людей при различных сценариях аварий

Значения зон поражений людей при различных сценариях аварий рассмотрены ниже (Таблица 31).

Таблица 31 – Значения зон поражений людей при различных сценариях аварий

Поз.	Сооружение	Оборудование	Потери (категория)	Зоны поражений, м				
				ПП	ВГ	ВЛ	ФГ	ПВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Площадка бурения	Проектируемая скважина	безвозвратные					66
			санитарные	49	90		15	
2	Амбар на выкидах ПВО	Горизонтальная факельная установка	безвозвратные					29
			санитарные	17	40		15	
3	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-200	безвозвратные	в помещении				
			санитарные	в помещении	в помещении			
4	Объекты инженерного обеспечения	Блок водонефтяной ёмкости	безвозвратные					
			санитарные	24	31			
5	Объекты инженерного обеспечения	Модуль котельной	безвозвратные				11	
			санитарные				84	
6	Объекты инженерного обеспечения	Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	безвозвратные	в помещении				
			санитарные	в помещении	в помещении			
7	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 3м3	безвозвратные					
			санитарные	16				
8	Установка для хранения и выдачи масла	Ёмкость масла 1,8м3	безвозвратные					
			санитарные	13				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

38

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Расходный склад ГСМ	Установка для хранения и выдачи топлива	безвозвратные					
			санитарные	41	12			
10		Расходная ёмкость для выдачи топлива	безвозвратные					
			санитарные	36	6			
11		Расходная ёмкость для диз.топлива	безвозвратные					
			санитарные	33	12			

### 7.1.2 Построение изолиний распределения потенциального риска на проектируемом объекте

Распределение потенциального риска является интегральным показателем от всех видов сценариев (смотри главу 6 «ОЦЕНКА РИСКА»).

Ниже приведены изолинии распределения потенциального риска на проектируемом объекте (Таблица 32).

Таблица 32 – Изолинии распределения потенциального риска

№	Обозначение	N	Частота аварии	Радиусы изолинии потенциального риска при частоте, год <sup>-1</sup>					
				1E-05	1E-06	1E-07	1E-08	1E-09	1E-10
1	Проектируемая скважина	1	1,00E-03	23	65		79	123	135
2	Горизонтальная факельная установка	1	1,12E-11	3	5	6	7		
3	Электростанция ЭД-200	1	2,63E-06				в помещ		
4	Блок водонефтяной ёмкости	1	1,05E-04		5			6	
5	Модуль котельной	1	6,53E-05			11	20	29	34
6	Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН	3	3,15E-04		в помещ				
7	Ёмкость масла 3м3	2	2,10E-04		3				
8	Ёмкость масла 1,8м3	2	2,10E-04		3				
9	Установка для хранения и выдачи топлива	1	1,05E-04		15				
10	Расходная ёмкость для выдачи топлива	1	1,05E-04		12				
11	Расходная ёмкость для диз.топлива	3	3,15E-04		10				

Графическое отображение распределения потенциального риска по территории проектируемого объекта представлено в главе В.1 (Приложение В, Рисунок В.2.1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

39

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

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

### 7.1.3 Вычисление показателей рисков для проектируемого объекта

Результаты расчетов индивидуального и коллективного рисков [25] представлены ниже (Таблица 33).

Таблица 33 – Результаты расчетов индивидуального и коллективного рисков

Категория групп людей	Периодичн. работы	Всего чел.	тпроб часы	Расчет рисков							коллект. риск	индивид. риск
				Пребывание в смену в изолинии потенциального риска, человеко-часы								
				1E-05	1E-06	1E-07	1E-08	1E-09	1E-10			
Бурильщик	ежедневно	2	24	2,6	7	1	8	14	15	0,4	1,38E-06	6,92E-07
Пом. бурильщика	ежедневно	3	24	3,9	10,5	1,5	12	21	22,5	0,6	2,07E-06	6,92E-07
Слесарь по обслуж. буровых	ежедневно	1	24	1,5	5	0,8	3,5	6,5	6,5	0,2	8,38E-07	8,38E-07
Электромонтер по обслуж. буровых	ежедневно	1	24	1,5	5	0,8	3,5	6,5	6,5	0,2	8,38E-07	8,38E-07
Приготовитель бурового раствора	ежедневно	1	24	0,5	4	0,1	4,5	7	7,7	0,2	3,78E-07	3,78E-07
Машинист буровых установок	ежедневно	2	24	1	8	0,2	9	14	15,4	0,4	7,55E-07	3,78E-07
ИТР	ежедневно	2	12	0,5	0,8	0,5	1	10	10,5	0,7	2,45E-07	1,22E-07
Лаборант	ежедневно	1	12	0,1	4	0,6	4,5	7	7,7	0,1	2,13E-07	2,13E-07
Оператор котельной	ежедневно	1	24	0,1	3,7	0,4	4,5	7	7,7	0,6	2,00E-07	2,00E-07
Слесарь ремонтник	ежедневно	1	24	0,1	0,1	0,1	0,1	10,8	12	0,8	4,68E-08	2,34E-08
Повар	ежедневно	2	12	0,1	0,1	0,1	0,1	67	73	3,6	4,94E-08	4,12E-09
Площадка для размещения бытовых и административных помещений (днем)	ежедневно	12	12	0,1	0,1	0,1	0,1	94	103	6,6	5,06E-08	2,98E-09
Площадка для размещения бытовых и административных помещений (ночью)	ежедневно	17	12	2,6	7	1	8	14	15	0,4	1,38E-06	6,92E-07

В результате анализа риска установлено, что проектной документацией обеспечено полное соответствие рекомендуемым критериям риска по ФЗ №123 от 22.07.09, и в принятии особых мер по уменьшению риска нет необходимости, кроме обязательных согласно действующей НТД.

13360-ОР.ТЧ

Формат А4

7.1.4 Определение наиболее опасных, "слабых" мест с точки зрения безопасности на проектируемом объекте

Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии определяем, проводя оценку, как и степени разрушения материальных объектов, так и степени поражения людей при аварии. При этом учитывается и частота реализации события (Таблица 34).

Таблица 34 – Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии

Сценарий	Наиболее опасный сценарий		m.гор	R пораж.	t экспозиции	Опасный фактор	Qсц год <sup>-1</sup>
	Сооружение	Вещество	кг	м	сек		
ПВ	Проектируемая скважина	Попутный нефтяной газ	1602	66	1	Тепловое излучение	1,29E-06

Учитывая постоянное нахождение обслуживающего персонала (5 человек) на скважине, сценарием наиболее опасной по последствиям аварии является аварийный выброс попутного нефтяного газа из проектируемой скважины, с последующим образованием облака ГПВС, и при возможном попадании случайной искры или другого, относительно слабого источника зажигания приводящему к пожару-вспышке.

Зоны поражений людей и материальных объектов при данной аварии приведены на странице 62 в главе В.1 «Зоны распространения поражающих факторов аварии» (Приложение В).

По выбросам опасных веществ в открытое пространство необходимо заключить следующее:

- жидкие вещества проливаются преимущественно в огражденную площадку и подлежат, либо эвакуации в стационарные подземные емкости подземные, либо откачке передвижными средствами, и не выходят за пределы площадки;
- испарившаяся жидкость попадает в атмосферу с незначительных количествах, а в технологии не используются достаточно опасные вещества.

Далее представлен сценарий наиболее вероятной аварии, принятый исходя из данных приведенных в главе 7.1.1 «Частота реализации сценариев при возможных авариях».

Таблица 35 – Сценарий наиболее вероятной аварии

Технологический блок	Обозначение	Кол.	Частота реализации сценариев, год <sup>-1</sup>
			ПЖ
Площадка поисково-оценочной скважины	Проектируемая скважина	1	9,86E-04

7.2 Анализ неопределенностей результатов оценки риска

7.2.1 Идентификация источников неопределенностей

Имеется много неопределенностей, связанных с оценкой риска. Основными источниками неопределенностей являются:

- неполнота информации по надежности оборудования;
- неполнота информации по человеческим ошибкам;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ОР.ТЧ	Лист
							41

ошибки при проектировании объекта;  
 ошибки при строительстве объекта;  
 ошибки при эксплуатации объекта;  
 - принятые предположения и допущения:  
 допущения, принятые по исходным данным;  
 допущения, принятые по метеоусловиям;  
 допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий.

7.2.2 Оценка источников неопределенностей

При оценке неопределенностей будем оперировать не количественными критериями, а тенденциями изменения их источников в какую-либо сторону.

7.2.2.1 По неполноте информации по надежности оборудования

При неполноте информации по надежности оборудовании можно проследить следующие тенденции:

- реальная характеристика оборудования, такие как объемы и производительность, с течением времени не изменяются, что свидетельствует о применимости статистических данных по ущербу от аварий;
- согласно сертификатам, качество оборудования имеет тенденцию к улучшению, приведет к снижению рисков.

7.2.2.2 По неполноте данных по «человеческому фактору»

Ошибки при проектировании, строительстве и эксплуатации объекта:

- применяемая в ОАО «Сургутнефтегаз» система качества, также система многоступенчатого контроля является одной из причин снижения тренда по ошибкам;
- к такому же результату приводит подготовка кадров, использование новых технологий производства, а также применение нового оборудования;
- к повышению тренда ошибок приводит увеличение нагрузки на работников из-за возросших объемов производства и снижения сроков выполнения;
- к такому же результату приводит ухудшение психофизических показателей людей из-за возросшего темпа жизни, ухудшения экологии и увеличения текучести кадров.

7.2.2.3 По принятым предположениям и допущениям

При отклонении (в процессе эксплуатации объекта) сопутствующих аварии факторов от принятых при оценке риска, реальные риски могут отклоняться от расчетных, что описано ниже.

Допущения, принятые по исходным данным:

- последствия аварий рассчитаны при условиях максимальных выбросов опасных веществ на анализируемом объекте и при этом не произойдет скольконибудь существенного износа оборудования;
- при последующей эксплуатации износ оборудования постепенно растёт и, следовательно, растёт и частота реализации аварии;

Допущения, принятые по метеоусловиям:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- так как характеристики метеоусловий и допущения по ним (об их неизменности в течение экспозиции и по местоположению., а также нормативном ограничении по скорости ветра см главу 3.2.2 на стр.11) приняты для расчета максимальных сценариев аварий, то любые отклонения от них приведут к снижению реальных рисков.

Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий:

- выбросы жидкого продукта из строящейся скважины приняты по максимуму и в реальности они могут быть меньшими;
- закрытые объемы практически не бывают полностью заполнены ГПВС стехиометрической концентрации и могут варьироваться как в пределах взрывоопасной концентрации, так и по объему, что приведет к вероятному снижению рисков;
- при свободном проливе жидких ВПОВ на неровную поверхность возможно уменьшение площади пролива при увеличении толщины слоя продукта, что может привести к уменьшению времени экспозиции с одновременным увеличением интенсивности проявления опасных факторов и, таким образом, факторы являются разнонаправленными, что не приведет к существенному изменению рисков.

### 7.3 Анализ соответствия требованиям промышленной безопасности и критериям приемлемого риска

ОАО «Сургутнефтегаз» на виды деятельности, связанные с опасным производственным объектом получены соответствующие лицензии:

- Свидетельство НП СРО-С-172-13012010 «Нефтегазстрой-Альянс» № 102.04-2010-8602060555-С-172 от 08.09.2011 «О допуске к определённым видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитально-го строительства».
- Свидетельство НП СРО-П-113-12012010 «Нефтегазпроект-Альянс» № П-113-071-8602060555-2012.5 от 21.05.2012 «О допуске к определённым видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства».
- Свидетельство НП СРО-И-25-28012010 «Нефтегазизыскания-Альянс» № И-04-12-25-024 от 10.02.2012 «О допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства»;
- Лицензия на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных про-изводственных объектов I, II и III классов опасности (№ ВХ-00-014664 от 26 марта 2014 г.

Организация и порядок обучения профессии и безопасности труда, проверка знаний и допуска персонала к самостоятельной работе в ОАО «Сургутнефтегаз» соответствуют ГОСТ 12.0.004-90 "ССБТ Организация обучения безопасности труда. Общие положения".

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в ОАО «Сургутнефтегаз» и во всех его подразделениях разработаны и утверждены в установленном порядке «Положения о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

В целях соблюдения требований промышленной безопасности при проведении работ повышенной опасности в ОАО «Сургутнефтегаз» разработан «Порядок организации и проведения работ повышенной опасности на объектах ОАО «Сургутнефтегаз», согласованный в установленном порядке.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

13360-ОР.ТЧ

Работники, обслуживающие производственные объекты, обеспечиваются, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами. Ответственность и контроль возлагаются на руководителей объектов, цехов и участков.

Профессиональный медицинский осмотр проходят все работающие, согласно спискам вредных профессий. Оказание медицинской помощи пострадавшим в чрезвычайных ситуациях возлагается на бригады скорой помощи, больницу и поликлинику. Цеха обеспечиваются аптечками согласно нормам. Оказание первой помощи проводится согласно инструкциям по оказанию первой помощи. При всех несчастных случаях оповещается руководство и вызывается скорая помощь.

Мероприятия по локализации и ликвидации аварийных ситуаций должны выполняться в соответствии имеющимся на предприятии утвержденным Планом ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРНом), в котором должны быть отражены мероприятия по локализации и ликвидации аварийных ситуаций на водных объектах, в том числе на болотах.

В соответствии с документами: постановлением Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов", постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2002 года N 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации", приказом МЧС России от 28 декабря 2004 года N 621 "Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации" (зарегистрировано в Министерстве юстиции РФ от 14.04.2005 N 6514) в целях предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, поддержания в постоянной готовности сил и средств по локализации разливов нефти и нефтепродуктов, для обеспечения безопасности населения и территорий, а также максимально возможного предотвращения ущерба окружающей среде, согласно приказа №3005 от 04.10.2012, утвержденного генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л.Богдановым введен в действие 15.10.2012 План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» (далее ПЛАРН).

ПЛАРН, утвержден генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л.Богдановым 20.09.2012, Управлением Федеральной поддержки МЧС России письмо исх.№22-2-1016 от 13.07.2012, Департаментом добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики РФ письмо исх.№05-854 от 17.08.2012, согласован Уральским региональным центром МЧС России (исх. №11160-3-1-5 от 14.09.2012).

ПЛАРН согласован с Дальневосточным региональным центром МЧС России письмо исх.№10871-3-1 от 26.09.2012, согласно Требованиям к разработке, согласованию и утверждению планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Республики Саха (Якутия) (Постановление Правительства РС (Я) от 11.05.2006 №187 «О предупреждении и ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов на территории республики Саха (Якутия)»). Контроль исполнения настоящего постановления возложен на заместителя Председателя Правительства Республики Саха (Якутия).ё

В соответствии со статьей 10 Федерального закона от 21.07.97 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1], в целях без-

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

							13360-ОР.ТЧ	Лист 44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

опасной организации проведения газоопасных работ, проведения спасательных работ в загазованной среде, спасения людей, оказания первой помощи пострадавшим в авариях, отравлениях и ликвидации аварийных ситуаций на объектах управления заключен договор на обслуживание опасных производственных объектов и выполнение газоспасательных работ №1119 от 01.12.2016 с ООО «Защита Югры».

Согласно ст.10 Федерального закона №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [1] в ОАО «Сургутнефтегаз» заключен договор с Федеральным казенным учреждением «Аварийно-спасательное формирование «Западно-Сибирская противодобывающая военизированная часть» (ФКУ «АСФ «ЗСПВЧ») на комплексное обслуживание по проведению противодобывающих работ при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин на нефтяных и газовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» расположенных в Восточной Сибири.

В соответствии с требованиями ст.10 Федерального закона №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" для предотвращения и ликвидации аварий во всех подразделениях ОАО «Сургутнефтегаз» разработаны и утверждены в установленном порядке планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах.

Финансовые ресурсы для ликвидации последствий аварий обеспечиваются обязательным страхованием. Чрезвычайный резервный фонд материально-технических средств сформирован за счет статей расходов ОАО «Сургутнефтегаз» (собственных средств).

На объектах предусматриваются материальные ресурсы для локализации и ликвидации последствий аварий. Для выполнения первоочередных работ по восстановлению объектов ОАО «Сургутнефтегаз» имеются запасы материальных средств на складах подразделений и центральной базе ОАО «Сургутнефтегаз».

Контроль состояния окружающей среды на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» ведется 8 лабораториями, осуществляющими постоянный ведомственный мониторинг состояния окружающей среды и контроль источников выбросов, полигонов отходов. Централизованный контроль выполняется лабораторным комплексом Инженерно-экономического внедренческого центра ОАО «Сургутнефтегаз», который первым в отрасли получил аккредитацию Госстандарта России. В 1997 году введено уникальное лабораторное оборудование, позволяющее решать многочисленные задачи, вплоть до отдельного определения техногенных и природных углеводородов, тяжелых металлов, канцерогенных загрязняющих веществ.

В ОАО «Сургутнефтегаз» есть специализированные цеха по ремонту и ликвидации последствий аварий и рекультивации нефтезагрязненных земель.

Информация об угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций на объектах поступает от дежурно-диспетчерских служб объектовых звеньев РСЧС в ЦИТС и в Главное Управление МЧС России по Саха (Якутия).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ



## 8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ РИСКА

В дальнейших рекомендациях представляются меры по уменьшению риска, основанные на результатах оценки риска.

При выборе мер были приняты во внимание общая оценка действенности и надежности мер, оказывающих влияние на риск, а также оценка затрат на их реализацию.

Первоочередными мерами обеспечения безопасности являются:

- меры по уменьшению риска возникновения аварийной ситуации;
- меры по уменьшению тяжести последствий аварии.

### 8.1 Меры по уменьшению риска возникновения аварийной ситуации

#### 8.1.1 Меры по уменьшению риска возникновения инцидента

Предупредительные меры:

- к руководству и ведению работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и попутного нефтяного газа допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП". Данное требование не распространяется в отношении работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента;
- на проектируемом объекте необходимо соблюдать нормы в соответствии с технологическим регламентом;
- газоопасные работы на скважине должны проводиться преимущественно в течение светового дня, за исключением случаев, связанных с ликвидацией аварий или осложнений;
- устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием в соответствии с утвержденной схемой;
- максимально допустимая репрессия с учетом гидродинамических давлений должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения промывочной жидкости на любой глубине интервала совместимых условий бурения;
- для предупреждения ГНВП при бурении необходимо контролировать объемное содержание газа в промывочной жидкости. Если объемное содержание газа в промывочной жидкости превышает фоновое на 5%, необходимо принять меры по ее дегазации, выявлению причин насыщения промывочной жидкости газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению);
- не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на +/- 0,03 г/см<sup>3</sup> от установленной рабочим проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и осложнений);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

- при установке ванн в процессе бурения гидростатическое давление столба промывочной жидкости и жидкости ванны должно быть не ниже пластового;
- при вероятности или необходимости снижения забойного давления ниже пластового давления работы по расхаживанию бурильной колонны, вымыву жидкости ванны или продуктов реакции следует проводить в герметизированном затрубном пространстве и с установленным на бурильной колонне шаровым краном, а также осуществлением дополнительных мер безопасности по плану, согласованному с противофонтанной службой и утвержденному техническим руководителем подрядчика;
- подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается, при их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб;
- при невозможности устранить сифон (зашламованность забойного двигателя, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, промывочной жидкости и доливаемой в скважину промывочной жидкости;
- к подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение промывочной жидкости при возможном ГНВП, следует приступать только после заполнения скважины до устья, в случае отсутствия перелива при технологическом отстое на время, необходимое для проведения подъема и спуска бурильной колонны, последующей контрольной промывки не менее одного цикла с выравниванием параметров промывочной жидкости согласно ГТН;
- при возникновении поглощения при вскрытии продуктивных отложений инструмент следует поднять на глубину, исключаящую прихват. Подъем инструмента необходимо производить с постоянным доливом скважины с обеспечением равенства извлекаемых объемов металла труб, промывочной жидкости и доливаемой в скважину промывочной жидкости;
- если заполнение скважины до устья невозможно, то дальнейшие работы следует проводить под руководством ответственного специалиста по специальному плану, утверждённому техническим руководителем подрядчика и согласованному с противофонтанной службой;
- при изменении реологических свойств промывочной жидкости (от воздействия пластовых флюидов, высоких температур и т.д.) и отсутствии возможности приведения их к проектным показателям по решению технологической службы подрядчика следует изменить скорости СПО с учетом допустимых колебаний гидродинамических давлений;
- постоянно контролировать количество поднятых свечей и объем долитой промывочной жидкости, сопоставлять его тарифовочной таблицей и данными станции ГТИ. Для предотвращения сифона при подъеме инструмента следует промыть скважину с выравниванием плотности промывочной жидкости;
- в процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:
  - вес на крюке с регистрацией на диаграмме или регистрацией электронными средствами хранения информации;
  - плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале или регистрацией электронными средствами хранения информации;
  - расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
  - температура бурового раствора на выходе из скважины;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

- давление в манифольде буровых насосов;
- давление на буровом штуцере (при бурении с контролем обратного давления);
- уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций;
- крутящий момент на роторе при роторном способе бурения.
- показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величина крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, уровень раствора в приемных емкостях должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами хранения информации;
- в интервалах возможных ГНВП после окончания долбления перед подъемом бурильных труб для смены долота следует провести обязательную промывку скважины в течение одного цикла с приведением всех параметров промывочной жидкости в соответствие с ГТН. При отсутствии притока флюида произвести дальнейший подъем бурильного инструмента до башмака предыдущей колонны;
- при поступлении пластового флюида в скважину в процессе подъема бурильной колонны из интервала необсаженного ствола следует поднять инструмент в башмак предыдущей колонны и промыть скважину в течение одного цикла циркуляции промывочной жидкости, после чего продолжить подъем;
- спуск инструмента после смены компоновок или долота следует производить с промежуточными промывками. Интервалы проведения промежуточных промывок необходимо предусмотреть в плане работ на вскрытие продуктивного горизонта;
- проверку ПВО при проведении освоения скважины необходимо производить мастеру ежедневно, а бурильщику - ежесменно перед началом работ. Результаты проверки следует регистрировать в журнале контроля технического состояния ПВО;
- перед ремонтом и освоением скважины необходимо иметь запас промывочной жидкости (задавочной жидкости) в количестве не менее двух объемов скважины, находящийся непосредственно на скважине;
- применяемые насосные агрегаты должны соответствовать максимальным ожидаемым давлениям, а нагнетательные линии от агрегатов должны быть опрессованы на полуторократное давление от максимального рабочего давления, предусмотренного планом работ, оборудованы обратными клапанами и устройством для сброса давления в нагнетательной линии;
- вызов притока при освоении следует производить при наличии на устье фонтанной арматуры, прошедшей опрессовку до установки и после установки;
- замену трубных головок фонтанной арматуры, а также устьевого пакера, колонных головок следует производить после глушения скважины, извлечения внутрискважинного оборудования и установки цементного моста или пакера (гидравлического съемного или взрывпакера) выше интервала перфорации. При этом наличие цементного моста следует проверять механической нагрузкой до 2 т, а герметичность цементного моста проверять опрессовкой давлением, равным давлению на этой глубине при опрессовке эксплуатационной колонны.

Меры в случае неблагоприятных метеорологических условий:

- усилить контроль за соблюдением технологического регламента;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

- сместить во времени технологические процессы или ППР, связанные с большими выделением вредных веществ в атмосферу;
- прекратить испытания оборудования;
- усилить контроль над работой контрольно-измерительных приборов

8.1.2 Меры по уменьшению риска перерастания инцидента в аварийную ситуацию или возникновения аварийной ситуации

Меры, необходимые в период проведения работ:

- осуществлять контроль за качеством выполнения работ и исправностью оборудования;
- выполнять своевременное освидетельствование буровых вышек и дефектоскопию бурового оборудования и инструментов;
- с целью предупреждения поступления пластовых флюидов в скважину при проведении основных технологических операций не допускается снижение забойного давления ниже пластового (кроме случаев проведения работ с постоянной депрессией на пласт), для чего необходимо проводить:
  - промывку скважины перед подъемом и после спуска инструмента для вымыва забойной пачки, удаления легких пачек жидкостей при установке различных ванн, выравнивания параметров бурового раствора и т.д.;
  - своевременный регламентированный долив скважины при подъеме инструмента с контролем и записью в журнале;
  - качественную дегазацию бурового раствора с записью в журнале его плотности до и после дегазации;
  - контроль и химическую обработку бурового раствора для регулирования реологических свойств, в т.ч. статического напряжения сдвига, вязкости и др., а также для снижения сальникообразования с целью уменьшения гидродинамических давлений и недопущения поршневания (свабирования) при подъеме инструмента;
  - контроль за режимом цементирования на заключительном этапе;
  - контроль качества крепления скважины

8.2 Меры по уменьшению тяжести последствий аварии

Ниже перечислены решения, направленные на предупреждение аварийных выбросов опасных веществ:

- необходимо проведение мероприятий приведенных в главе 8.2.3 Меры обеспечения готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации последствий аварий;
- применение блоков заводского изготовления комплектной поставки, оборудованные системами вентиляции;
  - все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил, режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины должен быть постоянным, согласно санитарных норм и правил.
  - обвязка сосудов, аппаратов выполнена с учетом рационального секционирования и компенсации тепловых деформаций;

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

						13360-ОР.ТЧ		Лист
								49

- оснащение оборудования предохранительными устройствами для защиты от превышения технологических параметров;
- расположение технологического оборудования и емкостных аппаратов в удобных для обслуживания местах;
- в производственных помещениях предусмотрена вентиляция;
- в ОАО «Сургутнефтегаз» предусмотрена и действует система обучения персонала правильному ведению технологического процесса и соблюдения технологического регламента;
- строго соблюдаются нормы технологических регламентов на проектирование и строительство скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»;
- не допускается гидравлических ударов при пуске аппаратов и трубопроводов;
- систематически выполняются работы по ремонту, ревизии оборудования, средств контроля, автоматики и запорнопредохранительных устройств в объемах, предусмотренных "Положением о ППР";
- устье скважины, манифольдный блок, емкость для долива скважины и выкидные линии обвязываются с емкостями для сбора флюидов только жесткими трубопроводами в соответствии с утвержденной схемой;
- при перфорации скважина заполняется глинистым раствором проектной плотности для предупреждения неуправляемого нефтегазопроявления;
- поддерживается в работоспособном состоянии ограждающие конструкции площадки с технологическим оборудованием, для предотвращения разлива опасных веществ и эскалации аварии.

8.2.1 Меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта

- вокруг территории площадки бурения одиночной скважины предусмотрена вырубка леса, очистка от кустарников, травы и планировка территории на ширину не менее 50 м.
- сооружения с взрывопожароопасными и вредными производствами расположены отдельно от сооружений, в которых этих производств нет;
- в целях предотвращения разлива жидких ВПОВ, технологическое и емкостное оборудование имеет ограждающие стены, высотой рассчитанной на объем разлившейся жидкости;
- проектируемые площадки имеют сплошную обваловку по периметру, высотой не менее 1,00м., обваловки площадок под ГСМ, совмещенного блока нефтяной и водяной емкостей, площадки для размещения бытовых и административных помещений, амбаров отсыпаются также на высоту не менее 1,00 м.;
- вышечно-лебедочный блок, блок очистки должны иметь поддоны, обеспечивающие сбор разливов жидкостей и отвод их в амбар или в специальную емкость, в зависимости от требований к производству работ Из емкости жидкости должны перекачиваться в приемные емкости буровых насосов.

8.2.2 Меры при возникновении (локализации, ликвидации) аварийной ситуации

Ниже перечислены решения, направленные на предупреждение развития промышленных аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

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

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

13360-ОР.ТЧ

- у въезда на территорию площадки одиночной скважины предусмотрена площадка для размещения пожарной техники размером 20x20 м;
- на территории площадки бурения скважины предусмотрены грунтовые проезды по спланированной и утрамбованной территории, подъезды ко всем размещенным на площадке сооружениям;
- площадка строительства скважины оборудуется щитами пожарными с первичными средствами пожаротушения;
- территория площадки строительства скважины обеспечивается наружным противопожарным водоснабжением в виде водяного амбара;
- вскрытие пластов производится при установленном на устье противовыбровом оборудовании (ПВО) с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин;
- оборудование, применяемое для очистки бурового раствора, позволяет строить скважины в водоохранных зонах;
- оснащение объекта первичными средствами пожаротушения согласно нормам;
- автоматическая пожарная сигнализация площадок строительства скважин предусмотрена на основе внутриобъектовой радиосистемы охранно-пожарной и адресно-аналоговой пожарной сигнализации «Стрелец» и предназначена для контроля извещателей пожарных в автономном режиме с подачей звуковой и световой сигнализации, отображением информации, управлением внешними исполнительными устройствами (оповещением, пожарной автоматикой, освещением)
- обеспечение устойчивой связи с руководством, центральной инженерно-технической службой, пожарной частью;
- обучение персонала действиям в аварийных ситуациях;
- на площадках строительства скважин вывешиваются на видных местах схемы эвакуации людей при чрезвычайной ситуации. При расстановке технологического оборудования в производственных помещениях обеспечены эвакуационные проходы к путям эвакуации.
- при обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противопожарной службы и действовать в соответствии с планом по ликвидации проявления;
- работа по ликвидации открытого фонтана проводится по специальному плану, разработанному штабом, созданным в порядке, установленном «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов». Работы на устье фонтанирующей скважины проводятся силами противопожарной службы, а вспомогательные работы – членами буровой бригады, прошедшими специальный инструктаж.

### 8.2.3 Меры обеспечения готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации последствий аварий

Для обеспечения финансовых ресурсов ликвидации последствий возможной аварии согласно Федерального закона от 27.07.2010 №225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» проектируемый объект подлежит обязательному страхованию.

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

								13360-ОР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				51

Объект комплектуется материальными ресурсами для локализации и ликвидации последствий аварий, в том числе первичными средствами пожаротушения согласно документа (Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации») [8].

Для ликвидации и локализации аварийной ситуации на проектируемом объекте предусмотрено привлечение пожарной охраны.

Для предотвращения и ликвидации аварий на проектируемом объекте «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка» должны быть разработаны мероприятия, касающиеся готовности организации к локализации и ликвидации последствий аварий с учётом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности (приказ №101 от 12.03.2013г.) [10]. При изменении технологии, условий работы, правил безопасности в него вносятся соответствующие изменения и дополнения в установленном порядке.

С производственно-техническим персоналом по графику, проводятся учебно-тренировочные занятия и учебные тревоги. В ходе них проверяются: правильность составления этих планов; тренировки персонала; отработка взаимодействий работников производства с пожарной и другими службами; готовность персонала для организации в целом к спасению людей, застигнутых аварией; обеспеченность производств индивидуальными средствами защиты и средствами ликвидации аварий. Учет проведения тренировок ведется в специальном журнале под роспись с указанием времени проведения, проводившего тренировку, участвующих в учебной тревоге.

#### 8.2.4 Ликвидация открытого фонтана

ОАО «Сургутнефтегаз» имеет договор с ФКУ «АСФ «ЗСПВЧ» на комплексное обслуживание по проведению противofонтанных работ при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин на нефтяных и газовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» расположенных в Восточной Сибири.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться по специальному плану, разработанному штабом, созданным в порядке, установленном «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов». Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

Работы на устье фонтанирующей скважины должны проводиться силами противofонтанной службы, а вспомогательные работы - членами буровой бригады, прошедшими специальный инструктаж. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса буровых предприятий или специализированных организаций (служб). Дислокация складов и перечень их оснащенности определяются «Положением о складах аварийного запаса оборудования, специальных приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

9 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа риска объекта «Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка» можно заключить следующее:

- согласно документу (Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера») [4]. возможные аварийные ситуации на рассматриваемом объекте относятся к ЧС локального характера;
- для проектируемых объектов проектной документацией обеспечено полное соответствие рекомендуемым критериям риска по ФЗ №123 от 22.07.08, и в принятии особых мер по уменьшению риска нет необходимости, кроме обязательных согласно действующей НТД;
- технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.

На основании вышеизложенного, настоящая проектная документация соответствует действующим нормам и правилам промышленной безопасности.

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


13360-ОР.ТЧ					
53					



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Состав приложений

Приложение А (справочное)	Расчетные методики	57
Приложение В (обязательное)	Графические материалы	61
Приложение С (обязательное)	Перечень используемых источников информации	67

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ОР.ТЧ	Лист
							54	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение А  
(справочное)  
Расчетные методики

Содержание приложения

А.1	Обобщение различных сценариев при построении изолиний распределения потенциального риска по территории объекта и его дальнейшем анализе	58
А.2	Критерии оценки воздействий ударной волны взрыва	59
А.3	Критерии оценки воздействия теплового излучения	60

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
						13360-ОР.ТЧ	55	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

А.1 Обобщение различных сценариев при построении изолиний распределения потенциального риска по территории объекта и его дальнейшем анализе

Источники: [13 ], [25]  
Общепринятые формулы по математике.

В данном разделе обобщение различных сценариев при определении значений вероятностей потенциального риска анализируемого объекта выполняется по следующим шагам:

- рассчитываются риски гибели человека для каждой точки территории объекта по всем типам сценариев на всех опасных сооружениях;
- полученные значения рисков суммируются для каждой точки определенные в предыдущем пункте;
- просуммированные значения используются для построения изолиний потенциального риска;
- определяется вероятность попадания различных категорий персонала или населения в местах с рассчитанными выше значениями потенциального риска (в зависимости от количества людей, а также частоты и времени пребывания);
- полученные данные используются для дальнейшего оценки и анализа индивидуального и коллективного (для количества людей попавших в зону аварии более 10-ти человек) рисков;
- полученные в результате анализа значения рисков сравниваются с нормируемыми, и принимается решение об их соответствии или несоответствии, а также даются необходимые рекомендации.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

## А.2 Критерии оценки воздействий ударной волны взрыва

Источник: [19]

Для оценки воздействия ударной волны на человека и материальные объекты определяются радиусы изолиний, разделенных по степени воздействия избыточного давления при ударной волне, которые представлены ниже (Таблица А.2.1, Рисунок А.2.1).

Таблица А.2.1 - Радиусы изолиний воздействия избыточного давления ударной волны

Радиус изолинии, м	Избыточное давление УВ, $\Delta P$ , кПа	Результаты воздействия
r1	100	Полное разрушение зданий
r2	53	50%-ное разрушение зданий
r3	28	Средние повреждения зданий.
r4	12	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)
r5	5	Нижний порог повреждения человека волной давления
r6	3	Малые повреждения (разбита часть остекления)

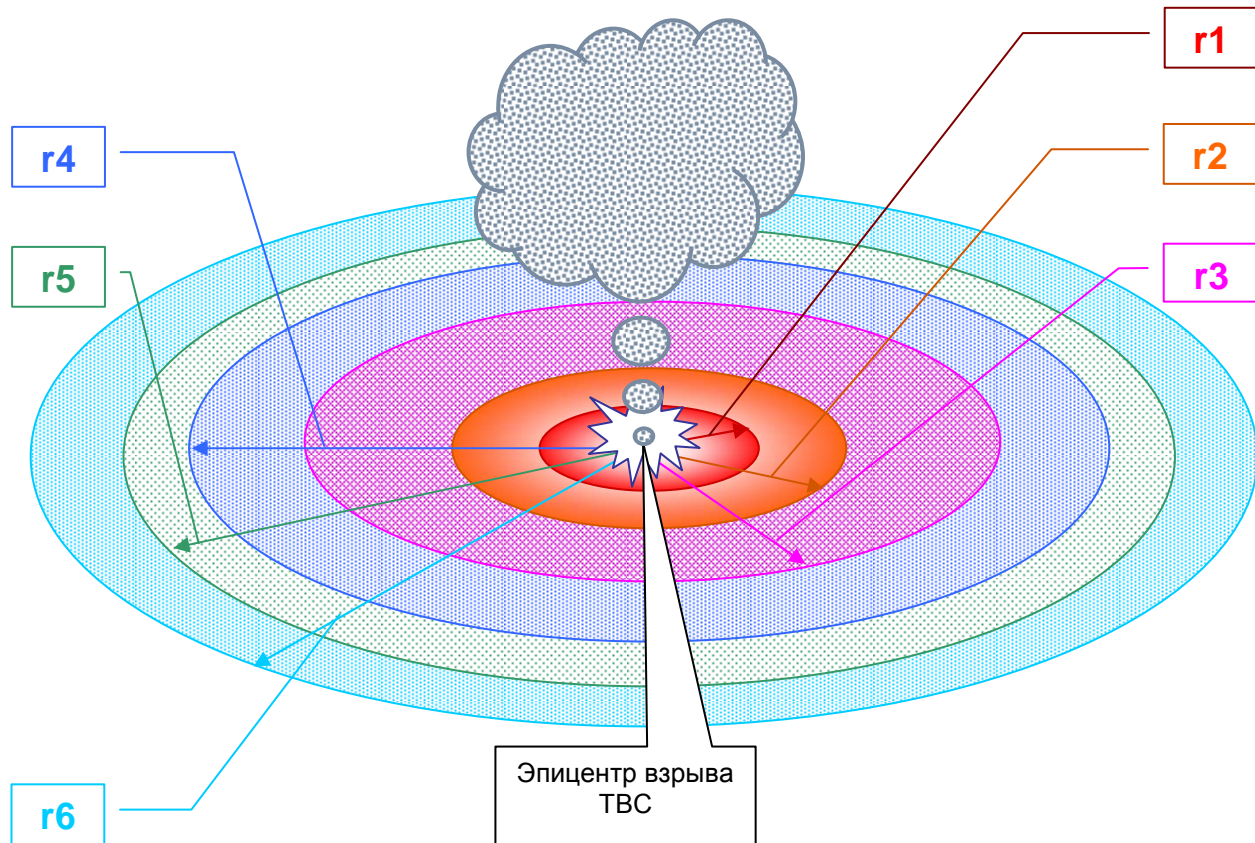


Рисунок А.2.1- Радиусы изолиний воздействия избыточного давления ударной волны

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### А.3 Критерии оценки воздействия теплового излучения

Источник: [13]

Детерминированные критерии совместного воздействия теплового излучения  $q$  и времени экспозиции для различных степеней поражения человека и материальных объектов. Для оценки воздействия теплового излучения определяются радиусы изолиний, разделенных по степени воздействия теплового излучения, которые представлены ниже (Таблица А.3.1, Рисунок А.3.1).

Таблица А.3.1– Радиусы изолиний воздействия теплового излучения

Радиус изолинии, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>	Результаты воздействия
r1	17	Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры
r2	12,9	Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин
r3	10,5	Непереносимая боль через 3-5 с Ожог первой степени через 6-8 с Ожог второй степени через 12-16 с
r4	7	Непереносимая боль через 20-30 с Ожог первой степени через 15-20 с Ожог второй степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин
r5	4,2	Безопасно для человека в брезентовой одежде
r6	1,4	Без негативных последствий в течение длительного времени

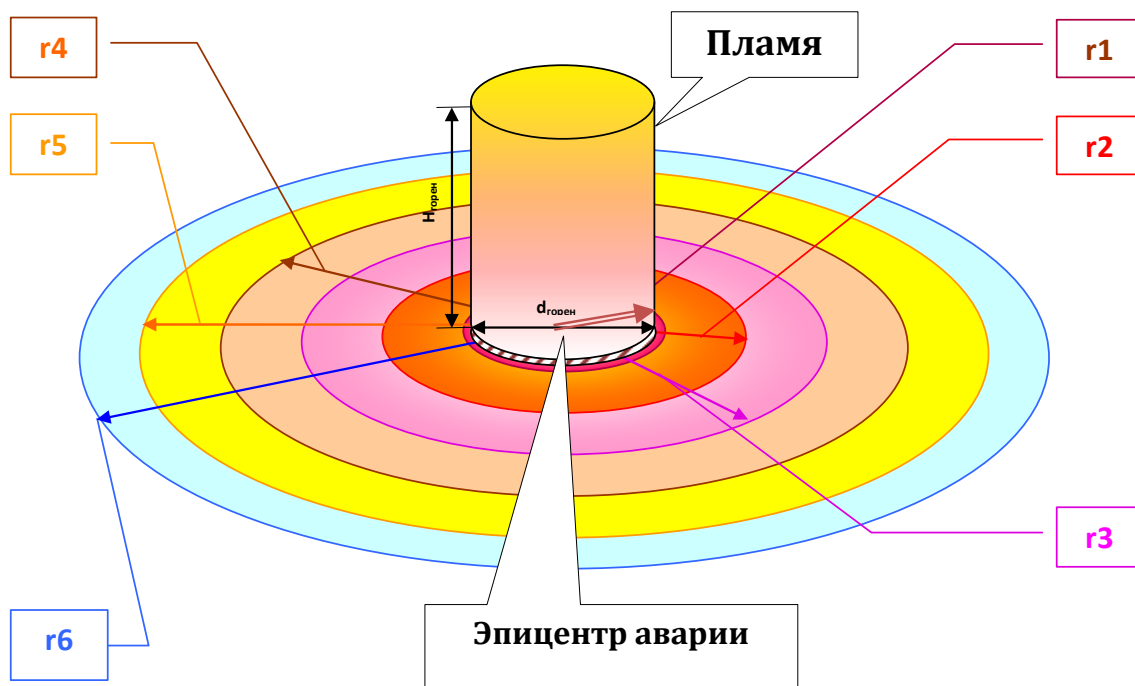


Рисунок А.3.1 - Радиусы изолиний воздействия теплового излучения

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Приложение В  
(обязательное)  
Графические материалы

Содержание приложения

В.1	Зоны распространения поражающих факторов аварии	62
В.2	Распределение потенциального риска от поражающих факторов аварии	66

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ




**В.1 Зоны распространения поражающих факторов аварии**

Далее представлены:

- Таблица В.1.1 – Условные обозначения и изображения;
- Таблица В.1.2 – Экспликация временных зданий и сооружений площадки поисково-оценочной скважины №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка;
- Рисунок В.1.1 - Схема площадки поисково-оценочной скважины №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка с указанием зон поражения при возможных авариях.

Схема расположения бурового оборудования, бригадного хозяйства и техники бригад бурения, освоения, ВМУ на площадке скважины №277-8П аналогична схеме расположения бригадного хозяйства, оборудования и техники на площадке скважины №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка.

**Таблица В.1.1 – Условные обозначения и изображения**

Обозначение и изображение	Наименование
	Въезд, выезд
	Временные площадки складирования материалов
	Граница краткосрочного отвода (граница вырубki леса ) и рекультивируемых территорий

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ				
60				

Таблица В.1.2 – Экспликация временных зданий и сооружений площадки поисково-оценочной скважины №231-4П в пределах Пилудинского лицензионного участка

Номер на плане	Наименование
	Объект капитального строительства
1	Проектируемая скважина
	Временные здания и сооружения
2	Амбар шламовый
3	Амбар водяной (технологический)
4	Амбар на выкидах ПВО
5	Площадка для блока водонефтяного совмещения
6	Площадка для расходного склада ГСМ
7	Площадка для размещения бытовых и административных помещений
8	Площадка вертолетная
9	Номер не использован
10	Ограждение амбаров
11	Амбар водяной для противопожарных нужд
12	Площадка для забора воды пожарной техникой
13	Ограждение цистерны проектируемой скважины на период консервации
14	Погрузо-разгрузочная площадка
15	Центр места установки груза
16	Пешеходная дорожка
17	Настил из досок
18	Настил из бревен
19	Бревно d=0.20 м(колесоотбойник)
20	Блок вышечный
21	Блок для утилизации слива
22	Блок насосный
23	Блок хранения раствора
24	Блок шкафов управления
25	Установка модуля тиристорного
26	Модуль компрессоров
27	Электростанция ЭД-200
28	Патрон
29	Расходная емкость для диз.топлива V=50м <sup>3</sup> шт.3
30	Установка для хранения и выдачи топлива
31	Электростанция ЭД-823Т-Т400-2РН
32	Блок приготовления раствора (заводской)
33	Блок приготовления раствора II
34	Система дренажная
35	Модуль котельной
36	Блок водонефтяной емкости
37	Модуль II очистки

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

61



## Продолжение таблицы В.1.2

Номер на плане	Наименование
38	Модуль I очистки
39	Обвязка устья скважины ПВО
40	Емкость для солевого раствора
41	Мосты приемные со стеллажами
42	Приспособление для эвакуации верхового рабочего
43	Модуль ГУПа
44	Станция ГТИ
45	Горизонтальная факельная установка
46	Линии выкидов (сброса) от блока глушения и дросселирования
47	Площадка для хранения химических реагентов
48	Площадка хранения труб
49	Зона стоянки спецтехники
50	Здание мобильное "Мастер"
51	Антенна спутниковой связи
52	Здание мобильное "Столовая"
53	Здание мобильное "Пристрой к столовой"
54	Здание мобильное "Сушилка"
55	Здание мобильное "Душевая"
56	Здание мобильное "Лаборатория"
57	Здание мобильное "МОВ"
58	Емкость канализационная
59	Септик (емкость канализационная)
60	Емкость для воды V=5м <sup>3</sup> {инд}
61	Здание мобильное "Туалет"
62	Контейнер для отходов
63	Блок-бокс пожарного инвентаря
64	Здание мобильное "Слесарка"
65	Площадка для стоянки пожарной техники
66,67	Прожекторная мачта h=9.2м с молниеприемником
68,69	Прожекторная мачта h=9.2м с молниеприемником
70	Модуль центрифуги
71	Емкость специальная металлическая V=10м <sup>3</sup> , шт.2
72	Поддон для сбора стоков
73	Водоотводная канава
74	Устройство заземления
75	Установка для хранения и выдачи масла (V=10м <sup>3</sup> )
76	Прожекторная мачта h=9.2м с молниеприемником
77	Трап электрокабелей
78	Топливопровод

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Лист

62

Экспликация зон аварийного поступления опасного вещества в открытое пространство

Зона	Результаты воздействия
	Образование разлитий опасных веществ (в т. ч. горящих)

Экспликация зон поражения от теплового излучения при пожаре-вспышке

Зона	Результаты воздействия
	Зона 100% гибели людей

Экспликация изолиний воздействия избыточного давления ударной волны на людей и материальные объекты

Радиус изолинии	Pi, кПа	Результаты воздействия
	100	Полное разрушение зданий
	28	Средние повреждения зданий.
	12	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)
	5	Нижний порог повреждения человека волной давления

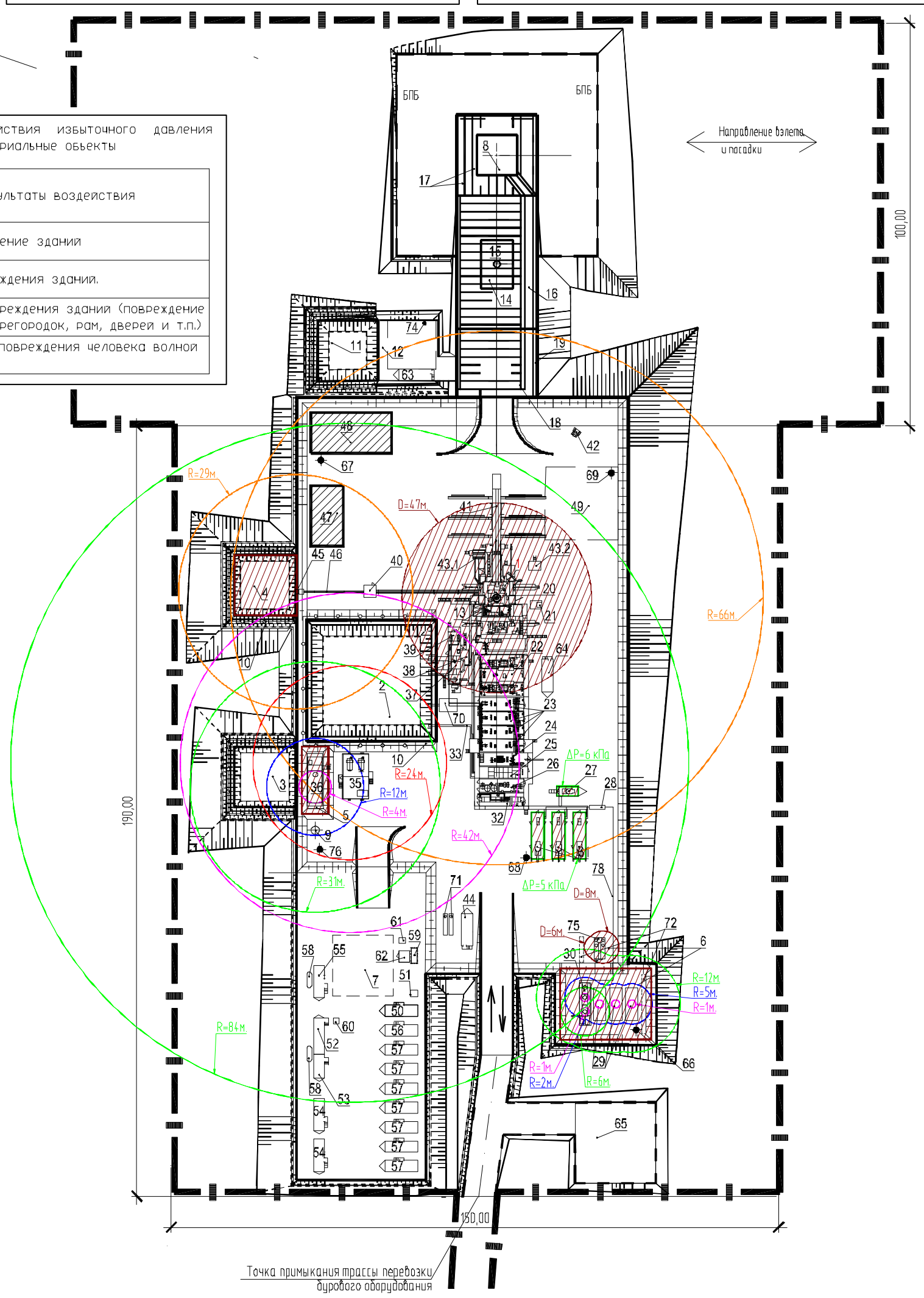


Рисунок В.1.1 - Схема площадки поисково-оценочной скважины №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка с указанием зон поражения при возможных авариях

Сценарием наиболее опасной по последствиям аварии будет сгорание газопаровоздушного облака НКПР при возможном нефтегазоводопроявлении при строительстве скважины. Поражающим фактором является непосредственное воздействие пламени. На расстоянии менее 66 м. от эпицентра аварии происходит 100% гибель людей, попавших в зону вспышки, и разрушение материальных объектов. Данный сценарий аварии может привести к повреждению буровой установки и потребовать работу аварийной бригады. Максимально вероятное число погибших составит 9 человек с учетом коэффициента защищенности людей, находящихся в помещении. Частота реализации события составит  $1,29E-06 \text{ год}^{-1}$ .

Наиболее вероятным сценарием аварии является пролив нефти из строящейся скважины. Площадь пролива составит  $1762 \text{ м}^2$ . Зона возможного пролива не выходит за пределы обвалования площадки поисково-оценочной скважины. Поражающие факторы отсутствуют. Частота реализации события составит  $9,86E-04 \text{ год}^{-1}$ .

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-OP.TЧ

### В.2 Распределение потенциального риска от поражающих факторов аварии

Экспликация изолиний распределения потенциального риска, чел\*год<sup>-1</sup>

1E-05	1E-06	1E-07	1E-08	1E-09	1E-10	1E-11
○	○	○	○	○	○	

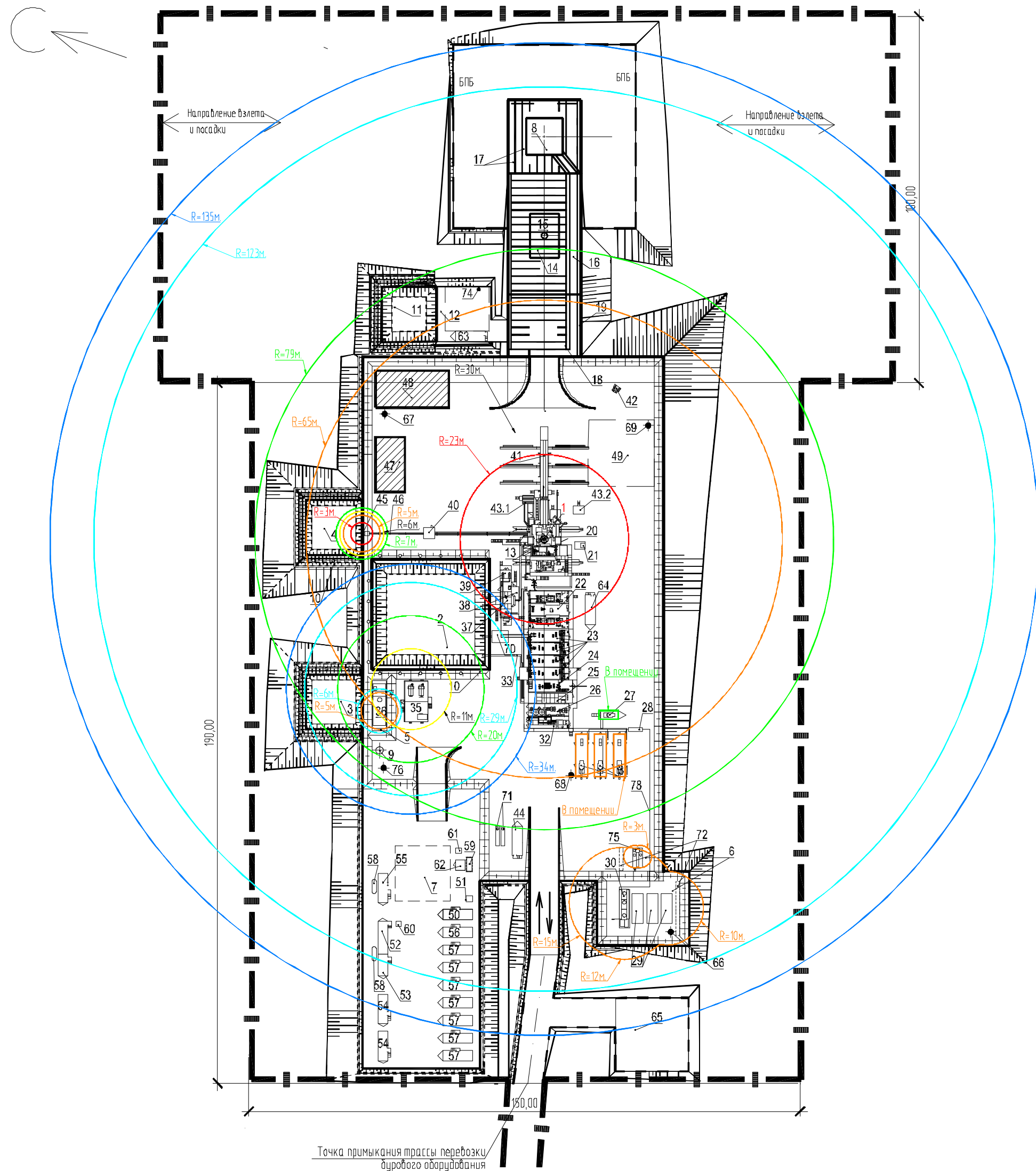


Рисунок В.2.1 - Распределение потенциального риска по территории площадки поисково-оценочной скважины №231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка

В результате анализа риска установлено, что проектной документацией обеспечено полное соответствие рекомендуемым критериям риска по ФЗ-123 от 22.07.08, и в принятии особых мер по уменьшению риска нет необходимости, кроме обязательных согласно действующей НТД.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

Приложение С  
(обязательное)  
Перечень используемых источников информации

Содержание приложения

С.1	Документы, регулирующие деятельность в области промышленной и пожарной безопасности	68
С.2	Нормативно-технические документы	69
С.3	Отчеты федеральных служб и методические рекомендации	70
С.4	Литература	71

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

С.1 Документы, регулирующие деятельность в области промышленной и пожарной безопасности

1 Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

2 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

3 Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

4 Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

5 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 07.04.2011 №168 об утверждении документа «Требования к ведению государственного реестра опасных производственных объектов в части присвоения наименований опасным производственным объектам для целей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов»

6 Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»

7 Постановление Правительства РС (Я) от 11.05.2006 №187 «О предупреждении и ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов на территории республики Саха (Якутия)»

8 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»

9 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25.10.2016 г №494 "Об утверждении Административного регламента по предоставлению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной услуги по регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов"»

10 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

11 Постановление Правительства РФ от 26.08.2013 №730 «Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

### С.2 Нормативно-технические документы

- 12 НПБ 104-03 "Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях"
- 13 Приказ Ростехнадзора №144 от 11.04.2016 Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах"
- 14 ГОСТ 12.0.004-90 "ССБТ Организация обучения безопасности труда. Общие положения"
- 15 ГОСТ 12.1.004-91 "ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования"
- 16 ГОСТ 12.1.005-88 "ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"
- 17 ГОСТ 12.1.007-76 "ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности"
- 18 ГОСТ 12.1.044-89(ИСО 4589-84) "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения" (с Изменением №1)
- 19 ГОСТ Р 12.3.047-2012 "ССБТ Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля"
- 20 ГОСТ 22.0.05-97/ГОСТ Р 22.0.05-94 "Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения"
- 21 ГОСТ 27.310-95 "Надежность в технике. Анализ вида, последствий и критичности отказов. Основные положения"
- 22 ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава»
- 23 ГОСТ 30319.2-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода»

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ					Лист
					67

С.3 Отчеты федеральных служб и методические рекомендации

24 Отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору за 2012, 2014, 2015, 2016гг.

25 Утв. приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. № 404 "Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах"

26 Утвержденные ФГБУ ВНИИПО МЧС России от 27.11.2014 г. «Расчет параметров легкобрасываемых конструкций для взрывопожароопасных помещений промышленных объектов: рекомендации»

27 Рекомендации ФГУ ВНИИПО МЧС России. М. 2002г. по противопожарной защите газотурбинных электростанций на нефтепромыслах ОАО "Сургутнефтегаз"

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ

### С.4 Литература

28 Котляревский В.А. "Безопасность резервуаров и трубопроводов". Экономика и информатика. Москва. 2000г.

29 Монахов В.Т «Показатели пожарной опасности веществ и материалов. Анализ и предсказание. Газы и жидкости». Москва. ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2007.

30 Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. "Справочник по сжиженным углеводородным газам". Л. Недра.

31 Справочник. "Физические величины". Москва. Энергоатомиздат 1991г.

32 Корольчеко Л.Я. "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения". Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация "Пожнаука" 2000г.

33 "Краткий справочник по химии". Наукова думка. Киев, 1974г.

34 "Сборник методических документов, применяемых для независимой оценки рисков в области пожарной безопасности, гражданской обороны и защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций". В 2-х частях. Москва, 2008г.

35 "Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий". В 6-х книгах. Москва. 1995-2003г.г.

36 Лукиных А.А., Лукиных Н.А. Таблицы для гидравлического расчета канализационных сетей и дюкеров по формуле авад. Н.Н. Павловского. Издание 4-е, дополненное. Москва. Стройиздат, 1974г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ОР.ТЧ					Лист
					69