

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012  
Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Касибского  
месторождения (кусты №№ 104, 111)»**

**Проектная документация**

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

**Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска  
аварий**

**Книга 1 Строительство скважин**

**19z2015-PD-AB1.1**

**Том 10.1.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в городе Перми

**«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения  
(кусты №№ 104, 111)»**

**Проектная документация**

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 1 Строительство скважин

19z2015-PD-AB1.1

Том 10.1.1

Заместитель директора филиала  
по проектированию

А.А. Югов

Главный инженер проекта

К.Э. Кельберг

Инт. № полл.	Подп. и дата	Взам. инв.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



Состав проектной документации приведен в томе 19z2015 –PD-SP

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
–PD-SP						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
	Разработал	Кельберг				4.20
	Проверил	Гридин				4.20
	Н.контр.	Гридин				4.20
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1.1						
		Стадия	Лист	Листов		
		П	1			
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми						

## Оглавление

Данные об организации-разработчике .....	6
1. Цели и задачи анализа риска.....	7
2. Общие сведения о проектируемом объекте .....	8
2.1. Краткая характеристика объекта .....	8
2.2. Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта .....	9
2.3. Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта .....	9
3. Сведения о работниках проектируемого объекта и проживающем вблизи населении .....	14
3.1. Данные о размещении персонала проектируемого объекта .....	14
3.2. Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии .....	15
3.3. Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии .....	15
4. Данные о технологии, оборудовании и технических решениях по обеспечению безопасности проектируемого объекта.....	16
4.1. Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества .....	16
4.2. Характеристика опасных веществ.....	17
5. Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	25
5.1. Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	25
5.2. Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	29
6 Анализ риска.....	31
6.1. Идентификация опасностей .....	31
6.2. Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте .....	33
6.3. Определение сценариев.....	35
6.4. Определение вероятности наступления открытого фонтана.....	39
6.5. Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета.....	40
6.6. Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.....	42
7. Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии .....	43
8. Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии .....	49
9. Экологический ущерб.....	50
10. Оценка риска аварий.....	52
11. Выводы и предложения .....	57
11.1. Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта.....	57
11.2. Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий .....	60
Заключение .....	69
Список используемой литературы .....	70
Таблица регистрации изменений.....	72
Графическая часть.....	73

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.C			
Разраб.		Ощепкова			4.20	РАЗДЕЛ 10 ИНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ В СЛУЧАЯХ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ФЕДЕРАЛЬНЫМИ ЗАКОНАМИ ЧАСТЬ 1 АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ КНИГА 1 СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кустов			4.20		П	1	
Н.контр.		Крапивина			4.20		ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

## Список принятых сокращений в проекте

ГО	гражданская оборона
ГСМ	горюче-смазочные материалы
ЗС	защитные сооружения
ЗПУ	защитные пункты управления
ИТМ	инженерно-технические мероприятия
ЛВЖ	легковоспламеняющаяся жидкость
ОВОС	оценка воздействия на окружающую среду
ПБ	правила безопасности
ПВО	противовыбросовое оборудование
ПОО	потенциально опасный объект
РД	руководящий документ
СЗЗ	санитарно-защитная зона
СП	свод правил
ТВС	топливно-воздушная смесь
ЦДНГ	цех добычи нефти и газа
ЧС	чрезвычайные ситуации
ГНВП	газонефтеводопроявление
ГТН	геолого-технический наряд

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

## Данные об организации-разработчике

1) Настоящий раздел разработан специалистами отдела проектирования строительства и реконструкции скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть.

*Почтовый адрес разработчика:* Россия, 614066, г. Пермь, ул. Сов.Армии, 29.  
Телефон: (342) 233-67-08, 233-67-01.

Канцелярия: (342) 233-67-25, 233-67-26, 233-67-27. Факс: (342) 233-67-28

E-mail: permnipineft@pnn.lukoil.com

2) На разработку данного раздела организации ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» дает право «Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства» от 16 апреля 2012 г. № П-113-147-7707717910-2012.3, выданное Саморегулируемой организацией, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс».

### **П.7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации:**

7.1 инженерно – технические мероприятия по гражданской обороне

7.2 инженерно – технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

7.3. разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	3

## 1. Цели и задачи анализа риска

На этапе проектирования опасного производственного объекта (эксплуатационных скважин на нефть) анализ риска проводится с целью:

- выявления опасностей и количественной оценки риска с учетом воздействия поражающих факторов при аварии на персонал, население и окружающую среду.

- выбора оптимальных вариантов размещения опасных объектов, применяемых технических устройств с учетом окружающей местности и расположения иных опасных объектов.

- обеспечение информацией для разработки инструкций, технологических регламентов и планов ликвидации и локализаций аварийных ситуаций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	4

## 2. Общие сведения о проектируемом объекте

### 2.1. Краткая характеристика объекта

Таблица 2.1. Производственная характеристика объекта

№ п/п	Наименование	Параметры
1	Месторождение	Касибское
2	Номер кустов	№104, 111.
3	Местоположение	Пермский край, Усольский район, ЦДНГ-12.
4	Назначение скважин	эксплуатационные, нагнетательные
5	Теплоснабжение	Гейзер -600 АБМ
6	Источник водоснабжения технической водой на период строительства скважин	водозаборная скважина
7	Электроснабжение	<p>На период СМР – от АД-200 (2 шт.); одна – рабочая, одна – аварийная;</p> <p>– На период бурения и крепления: от КРУН-10кВ ПС 35/10 кВ «Касиб» ОАО «МРСК Урала»,</p> <p>– АД-200-1 шт. (резервная).</p> <p>– На период испытания: АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-6521), жилой городок и вспомогательное оборудование от КРУН-10кВ ПС 35/10 кВ «Касиб» ОАО «МРСК Урала».</p>

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	5			
										Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.

## 2.2. Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта

Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта приведены по данным Технического отчета по результатам инженерных изысканий.

В административном отношении Касибское месторождение расположено в Соликамском городском округе Пермского края на территории ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты – Касиб, Сорвино, Лызиб.

Проезд к площадке Касибского месторождения осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам Березники – Левино – Касиб далее по межпромысловым дорогам.

Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Площадки изысканий расположены в лесных массивах, площадка куста №111 в болотистой местности. Трассы проходят по всхолмленной, залесенной местности, открытые участки местности находятся в существующих коридорах инженерных коммуникаций.

Площадка куста №111 расположена в 4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 5,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Рельеф равнинный, заболоченный. Площадка не обустроена, заросла древесной и кустарниковой растительностью

Площадка куста №104 расположена в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 3,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Рельеф спокойный, с уклоном на запад. Площадка не обустроена, заросла древесной и кустарниковой растительностью.

Вдоль автодороги Левино – Никино (участок Левино-Касиб), естественная поверхность подвергалась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (скважины, трубопроводы, ВЛ, промысловые дороги, сооружения).

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства согласно СП 131.13330.2012, район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Березники, недостающие сведения приведены по метеостанции Чердынь, согласно СП 20.13330.2011, СП 20.13330.2016, СП 131.13330.2012, СП 47.13330.2016, ТСН 23-301-04/8.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			-PD-AB1.1.ТЧ						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

*Температура воздуха.* Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 1,3 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 17,2 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 48 °С. Продолжительность холодного периода по метеостанции Березники составляет 254 дня, продолжительность теплого периода – 111 дней.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 17,8 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 34 °С.

*Осадки.* Количество осадков за период с ноября по март составляет 182 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 465 мм. Суточный максимум осадков по метеостанции Березники составляет 85 мм.

*Снежный покров.* Максимальная высота снежного покрова по снегосъёмкам составляет 159мм.

*Глубина промерзания почвогрунтов.* Наибольшая измеренная глубина промерзания почвогрунтов составляет 137 см.

*Ветровой режим.* В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры южного направления, с июля по август – северного.

По ветровому давлению район изысканий относится ко II району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 500 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 29 м/с.

*Атмосферные явления* на рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы, а отдельные сезоны – и влиянием орографии. Данные по атмосферным явлениям приведены по метеостанции Чердынь.

*Грозы.* В среднем за год в районе изысканий наблюдается 23 дня с грозой, максимально – 38 дней. Среднегодовая продолжительность гроз согласно составляет 40–60 часов.

*Метели.* Средняя продолжительность периода с метелями в год – 61 день, наибольшая – 89 дней.

*Туманы.* Среднегодовое количество дней с туманами – 41 день, наибольшее – 64 дня.

*Град.* Среднее число дней с градом в год составляет 1,6 дней, наибольшее – 6 дней.

*Гололед.* Среднее число дней с обледенением всех видов в год составляет 53 дня, наибольшее – 75 дней. Гололёдный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в мае, однако явления гололёда (мокрый снег) отмечается иногда и в сентябре.

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			-PD-AB1.1.ТЧ						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			7	



эксплуатации сооружения, в пределах участка обследования так же визуально не обнаружены.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления в процессе инженерно-геологических изысканий не выявлены.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	9



### 3. Сведения о работниках проектируемого объекта и проживающем вблизи населении

#### 3.1. Данные о размещении персонала проектируемого объекта

В период строительства скважин рабочие места персонала работающей смены расположены:

- при вышкомонтажных работах бригада состоит из 18 человек и разбита на две вахты по 9 чел.;

Механик, ответственный за монтаж-демонтаж оборудования, находится непосредственно на площадке строительства и руководит всеми видами работ. Два электрика находятся на месте монтажа силового оборудования. Газосварщик находится на месте производства сварочных работ. Тракторист – в транспортном средстве на всей территории площадки строительства. Верховые рабочие – непосредственно на месте сборки-разборки вышки и привышечного оборудования.

- при бурении скважины: Буровая бригада составляет 22 человека (вахта 11 чел.), в том числе: буровой мастер, помощник бурового мастера, технолог, 1-ые бурильщики 6 разряда, 2-ые бурильщики 5 разряда, первые помощники бурильщика 5р, вторые помощники бурильщика 5 разряда, слесари по обслуживанию бурового оборудования 5 разряда, электромонтеры по обслуживанию электрооборудования 4 разряда, машинист буровой установки 6 разряда, бульдозерист, тракторист.

Местонахождение персонала в процессе бурения: первый бурильщик – у пульта бурильщика, второй бурильщик и первый помощник бурильщика в процессе СПО – у ротора, при заготовке раствора – на блоке приготовления раствора, второй помощник бурильщика при СПО – на балконе верхового, электрик – у силового оборудования, слесарь по ремонту бурового оборудования - в насосном блоке, электрик – в тиристорном модуле, мастер – в вагон-доме мастера. Сменная вахта (6 человек) находится в вагон-домах на отдыхе.

- при испытании скважины: бригада – 12 человек (вахта 6 чел.).

Мастер по испытанию (освоению) находится в вагон-доме мастера. Электрик – у силового оборудования. Машинист – у пульта машиниста у стола ротора, помощники машиниста (2 человека) – у ротора. Слесарь – насосный блок, манифольд, блок очистки.

*Режим работы бригад:*

- вышкомонтажная бригада – 3-х сменная по 8 часов со сменой звена через 7 дней;
- буровая бригада работает в 3 смены по 8 часов с пересменкой через 7 дней;
- бригада по испытанию работает в 3 смены по 8 часов с пересменкой через 7 дней.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					-PD-AB1.1.ТЧ	Лист 11
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

Одновременно на буровой по этапам работ находятся:

- вышкомонтажная бригада – вахта 9 человек;
- буровая бригада - вахта 11 человек;
- бригада по испытанию - вахта 6 человек.

Таблица 3.1. Численность работающего персонала, находящегося одновременно на производственной территории

№ п/п	Этап работ	Численность персонала, чел		
		Монтажная бригада	Буровая бригада	Бригада по испытанию
1 этап	Вышкомонтажные работы	9	-	-
2 этап	Строительство скважины	-	11	-
3 этап	Испытание скважины	-	-	6

### 3.2. Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии

Организации, не относящиеся к процессу строительства, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии, отсутствуют.

### 3.3. Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии

В административном отношении Касибское месторождение расположено в Соликамском городском округе Пермского края на территории ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты – Касиб, Сорвино, Лызиб.

Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Площадка куста №111 расположена в 4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 5,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Площадка куста №104 расположена в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 3,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист	12			
										Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.

#### 4. Данные о технологии, оборудовании и технических решениях по обеспечению безопасности проектируемого объекта

##### 4.1. Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

В соответствии с Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97г., проектируемые объекты относятся к опасным производственным объектам, на которых: - обращаются пожароопасные вещества – нефть, дизтопливо;

- используется оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа или при температуре нагрева воды более 115°С.

В соответствии с Постановлением Правительство Российской Федерации «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21 августа 2000г. № 613 должен разрабатываться план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. План составляется с учетом максимально возможного объема разлившихся нефтепродуктов.

Чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть в случае аварии, относится к категории – Локальная (не выходит за пределы территории объекта, от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов до 100т, кол-во пострадавших не более 10 чел) (ПП РФ №304 от 21.05.2007).

Проектируемые объекты бурения и добычи нефти, относятся к IV классу опасности - для опасных производственных объектов.

В соответствии с критериями, установленными Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект не подлежит декларированию (т.к. проектируемые объекты не относятся к 1 и 2 классам опасности – см. таблицу 2 Приложения 2 Федерального закона № 116-ФЗ).

Таблица 4.1 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества при бурении скважин

Наименование оборудования	Расположение	Назначение	Характеристика
2	3	4	5
Устье скважины	Площадка буровой	Добыча нефти	Буровая установка
Емкость с дизтопливом	Склад ГСМ	Топливо для техники	емкость для дизтоплива ТУ5265-008-01395928-2004 Р <sub>изб</sub> =0,05 МПа

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

						-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							13

## 4.2. Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются нефть, попутный нефтяной газ, дизтопливо. Характеристика опасных веществ приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т.4, М.:Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ циклопарафины $C_nH_{2n}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи) ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола) многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи.	Справочник химика. Т.4, М.:Наука, 1990
3 Общие данные:		Данные лабораторных исследований (табл.4.5 ИОС 7.1.)
3.1 Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> :	809-817	
3.2 Плотность нефти на поверхности, кг/м <sup>3</sup> :	827-846	
3.3 Подвижность, мкм <sup>2</sup> /мПа·с	0,006-0,121	
3.4 Содержание серы, % по весу	0,85-1,0	
3.54 Содержание парафина, % по весу	4,29-5,62	
3.6 Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	42,2-56,3	
4. Данные о взрывопожароопасности и -категория и группа взрывоопасной смеси	Легковоспламеняющаяся жидкость ПА - ТЗ	ГОСТ 12.1.011-78 "Смеси взрывоопасные"
4.1 Температура самовоспламенения	От 240 до 570 °С (зависит от состава нефти)	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976
4.2 Пределы взрываемости: объемные (по гексану)	1,2-7,4 %	
4.3 Температура вспышки (нефть)	- 27	

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

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

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Прикамская), °С		
5 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	ГН 2.2.5.686-98 «ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
5.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10	
5.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	Справочник «Вредные вещества в промышленности». Т.1, Химия, 1976
6 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т.4, М.:Наука, 1990
7 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т.4, М.:Наука, 1990
8 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т.4, М.:Наука, 1990
9 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной газовой промышленности»
10 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.	Справочник «Вредные вещества в промышленности». Т.1, Химия, 1976

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

11 Средства защиты	<ul style="list-style-type: none"> <li>- противогаз фильтрующий (для работы на открытых площадках).</li> <li>- для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты.</li> <li>- для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающего влагу, увлажняющие кожу), а также регенерирующие и восстанавливающие кремы и эмульсии;</li> <li>- защитные мази и пасты; спецодежда и спецобувь.</li> </ul>	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976 Приказ Минздравсоцразвития от 17.12.2010г. №1122н
12 Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Методы сбора нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ручной (лопаты, багры и др. подручные средства);</li> <li>- механический (нефтесборщики, ВАУ);</li> <li>- сорбционный материалы.</li> </ul>	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976
13 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Вынести пострадавшего в безопасную зону.</li> <li>- Если человек в сознании, обеспечить промывание желудка (объем воды 2,5-5 л);</li> <li>- Если человек без сознания и не дышит, сделать сердечно-легочную реанимацию (искусственное дыхание);</li> <li>- Повернуть пострадавшего на бок;</li> <li>- Укутать теплым одеялом;</li> <li>- Вызвать скорую помощь.</li> </ul>	«Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим». МЧС России, 2015г.

*2. Дизельное топливо (марка А вид II)*

1 Название вещества	Дизельное топливо - сложная смесь различных органических соединений (в основном предельных углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
1.1 химическое		
1.2 торговое		
2 Формула эмпирическая	В состав дизтоплива входят: предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$	
3 Содержание серы: %	Не более 0,4	ГОСТ 305-82
4 Общие данные:		
4.1 температура застывания, °С	Не выше минус 55	
4.2 Плотность, кг/м <sup>3</sup>	830-860	
4.4 Вязкость кинематическая, сСт при 20 °С	1,5 - 4,0	
5 Данные о взрывопожароопасности	Горючая жидкость	
5.1 Температура вспышки, °С	30	
6 Данные о	4 класс токсической опасности	ГН 2.2.5.1313-03 ПДК

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

-PD-AB1.1.ТЧ

Лист

16

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
токсической опасности		вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	300	
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	Химические свойства дизтоплива определяются наличием в ее составе различных групп углеводов.	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
8 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в дизтопливе, эффект воздействия зависит от их концентрации.	
9 Меры предосторожности	Оборудование, аппараты слива и налива, с целью исключения попадания паров топлива в воздушную среду, должны быть герметизированы. В помещениях для хранения и эксплуатации дизельного топлива запрещается обращение с открытым огнем, искусственное освещение должно быть во взрывобезопасном исполнении.	ГОСТ 305-82
10 Информация о воздействии на людей	Топливо раздражает слизистую оболочку и кожу человека.	
11 Средства защиты	При обращении в процессе транспортных и производственных операций с топливом применяются индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам. - противогаз фильтрующий (для работы на открытых площадках). - для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. - для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающего влагу, увлажняющие кожу), а также регенерирующие и восстанавливающие кремы и эмульсии; - защитные мази и пасты; спецодежда и спецобувь.	Справочник “Вредные вещества в промышленности”. Т.1, Химия, 1976 Приказ Минздравсоцразвития от 17.12.2010г. №1122н
12 Методы перевода	Вентиляция помещения с целью	Вредные вещества в

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

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
вещества в безвредное состояние	уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе.	промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
13 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Вынести пострадавшего в безопасную зону.</li> <li>– Если человек в сознании, обеспечить промывание желудка (объем воды 2,5-5 л);</li> <li>– Если человек без сознания и не дышит, сделать сердечно-легочную реанимацию (искусственное дыхание);</li> <li>– Повернуть пострадавшего на бок;</li> <li>– Укутать теплым одеялом;</li> <li>– Вызвать скорую помощь.</li> </ul>	«Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим». МЧС России, 2015г.

### 3. Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа	Характеристика приведена ниже	Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, объемный %		
3.2 Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С <sub>1</sub> – С <sub>3</sub> Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожаро-опасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	ГОСТ Р 51330.19-99 (МЭК 60079-20-96)
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	ГН 2.2.5.1313-03 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 ПДК в рабочей зоне, мг/м <sup>3</sup>	3 (по H <sub>2</sub> S) 300 (в пересчете на углерод)	
6.2 LCt <sub>50</sub>	960 (по этану)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
6.3 PCt <sub>50</sub>	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата


-PD-AB1.1.ТЧ

Лист

19

Компонентный состав попутного нефтяного газа пластовой нефти продуктивного пласта приведен по результатам анализа нефти Касибского месторождения и представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	

Таблица 4.4 Сравнительные показатели количества опасных веществ  
(по таблице 2 приложения 2 закона №116 ФЗ от 21.07 1997г.)

Вещество		Признаки идентификации							
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т
			на складах и базах	в технологическом процессе					
нефть с попутным газом	0,264	-	-	0,264	-	-	-	-	-
Дизтопливо	3,4		3,4		-	-	-	-	-
I класс опасности		2000 и более	500000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более	2000 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500	200 и более, но менее 2000
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50	20 и более, но менее 200
IV класс опасности		1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	1 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2	1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20

Таблица 4.5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборудования, шт/м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
-	Устье скважины	1	0,264	0,264	жидкость газ	10-18	22-32
-	Емкость с дизтопливом	1	3,4	3,4	жидкость газ	Атм.	5÷15

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							21





15. Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5 – 2 м<sup>3</sup> более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

16. При подъеме бурильного инструмента постоянно доливать скважину раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня.

Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объем долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня устанавливается исходя из выбранной плотности бурового раствора с учетом допусков. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений доливная емкость 10м<sup>3</sup> устанавливается рядом с площадкой буровой, обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Объем доливаемого раствора определяется с зависимости от скорости подъема бурильной колонны. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости, соответствующей плотности, в количестве не менее двух объемов скважины.

17. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии «сальника», то принять меры к его разрушению, путем создания циркуляции, расхаживания инструмента с вращением, обработки раствора. При наличии «сифона» и невозможности его устранения (зашламованность забойного двигателя, долота, другие причины) подъем инструмента проводить на скорости, обеспечивающей равенство объемов извлекаемого металла труб и жидкости, доливаемой в скважину.

18. В случае, когда в процессе подъема инструмента, уровень промывочной жидкости в скважине не снижается, подъем прекратить, восстановить циркуляцию и проверить наличие в ней газа или другого флюида.

19. При вскрытии поглощающего горизонта в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявления дальнейшее углубление скважины прекратить, поднять бурильный инструмент в «башмак» колонны, загерметизировать устье и приступить к ликвидации поглощения по специальному плану.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			-PD-AB1.1.ТЧ							24
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

20. В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом продуктивном горизонте бурильный инструмент должен быть спущен до «башмака» обсадной колонны, а устье загерметизировано. Периодически допускать бурильную колонну до забоя, промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора до параметров раствора, указанных в соответствии со специально, разработанным планом работ.

21. При простоях длительностью более 1 месяца вскрытые газоносные или нефтяные пласты с большим газовым фактором пласты должны быть изолированы.

22. Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных и напорных пластов плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с навернутым на нее шаровым краном, и переводником под обсадную трубу.

23. Бурение, крепление скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды), при возможном флюидопроявлении, проводить по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противофонтанной службой и Заказчиком.

24. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3м или перед вскрытием продуктивного пласта техническая колонна вместе с установленным ПВО для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах повторно опрессовываются при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды в объеме, обеспечивающим подъем ее в башмак на 10-20м. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	
-PD-AB1.1.ТЧ						Лист
						25

## 5.2. Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- устройство обвалования по периметру площадки строительства скважин. Высота земляного вала составляет не менее 1,0м при ширине бровки поверху - 0,5м и заложении откосов 1:1,5. для предупреждения проливов нефти с технологическим оборудованием.
- устройство обваловок по периметру площадки склада ГСМ, накопителя шлама, площадки у выкида превентора (высота вала 1м), покрытие стенок и дна этих сооружений цементно-бентонитовой пастой;
- покрытие цементно-бентонитовой пастой всех загрязняемых площадок для гидроизоляции;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключаящую сброс вредных веществ в окружающую среду.

Для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов летний период применяются сорбенты и устройства для их распыления и регенерации.

Сорбенты применяются для ограничения растекания аварийных разливов нефти или нефтепродуктов, а также их сбора в труднодоступных местах, когда использование насосных установок ограничено. Для этих целей предусмотрено использование сорбентов в виде ткани, матов, салфеток которые распределяются вручную.

Сбор сорбентов осуществляется вручную, с последующей регенерацией в отжимных устройствах (валики, прессы) для повторного использования. Сорбенты разового пользования после употребления сжигаются.

Необходимый объем сорбентов для разового применения определяется из условия сбора 20% от аварийного разлива нефти или нефтепродуктов, находящихся в труднодоступных местах, по формуле:

$$V_{\text{сорбента}} = 0.2 V_{\text{АРН}}/\gamma$$

где:  $V_{\text{сорбента}}$  – количество сорбента, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{АРН}}$  – максимальный объем разлива нефти или нефтепродуктов;  
 0.2 – коэффициент, учитывающий собираемость 20 % аварийного разлива;

$\gamma$  – сорбирующая способность сорбента равная 2-30 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, для расчетов принимается 5м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Рекультивация загрязненных земель при разливах нефти проводится в два этапа: технический и биологический.

Удаление нефти с поверхности почвы проводится с помощью специальных насосов. Сгребание загрязненного слоя осуществляется

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	26			
										Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.



## 6 Анализ риска

### 6.1. Идентификация опасностей

Анализ риска аварии - процесс идентификации опасностей и оценки риска аварии на опасном производственном объекте для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей природной среды.

Идентификация опасностей аварии - процесс выявления и признания, что опасности аварии на опасном производственном объекте существуют, и определения их характеристик.

На площадке проектируемых скважин с определенной вероятностью возможны аварии: открытый нефтяной фонтан; разлив дизтоплива на складе и пожар разлития ГСМ, образование и взрыв ТВС, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и окружающей природной среде, значительные материальные потери, т.е. вызвать чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного характера.

Анализ практики строительства скважин показывает, что в Пермском крае в последние 20 лет не было ни одного нефтяного и газового фонтана. Это обусловлено возросшим уровнем технической оснащенности противовыбросовым оборудованием, и уровнем подготовленности технического персонала. При строительстве скважин на данном проектируемом объекте сведена к минимуму возможность открытого фонтана, так как пластовые давления в продуктивных пластах гидростатические.

Пожары при строительстве скважин предусмотрено предупреждать соблюдением правил противопожарной безопасности и дежурством звена пожарной части. Тем не менее ниже рассмотрен один из возможных сценариев нефтяного фонтана и выполнены соответствующие расчеты.

На предварительном этапе проводится идентификация опасностей. Основной задачей идентификации является выявление и четкое количественное описание всех присущих системе опасностей.

Анализ риска аварий на опасных производственных объектах является составной частью управления промышленной безопасностью.

В качестве критерия необходимости проведения количественной оценки риска может быть использована следующая матрица «вероятность - тяжесть последствий» (таблица N 8-2 приложения N 8 к Руководству (8); где "А" - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

"В" - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

"С" - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

"Д" - риск пренебрежимо мал, анализ и принятие дополнительных мер безопасности не требуется.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			-PD-AB1.1.ТЧ							28
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		



## 6.2 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций на проектируемом объекте можно разделить на три группы:

### 1) Причины и факторы, связанные с состоянием оборудования:

- неисправность превенторного оборудования;
- нарушение целостности обсадной колонны;
- недолив в скважине;
- отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах;
- отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадной

колонне;

- отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине.
- отсутствие на буровой стационарных или переносных

газоанализаторов автоматического непрерывного контроля концентрации горючих газов и паров в воздухе в местах возможных газовыделений и скоплений газа (рабочая площадка, насосный блок);

### 2) Причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала:

- некачественное выполнение строительно-монтажных работ;
- отступление от проекта;
- некачественная диагностика и выявление дефектов при подготовке обсадных колонн к спуску и во время эксплуатации;

- некачественная ликвидация осложнений во время бурения или неудовлетворительное качество проведения ремонтных работ или недооценка опасности дефектов;

- недостаточная плотность бурового раствора;

### 3) Причины и факторы, связанные с горно-геологической характеристикой разреза (газонефтепроявления):

- поглощение бурового раствора.

Схема взаимосвязи факторов и причин при возникновении газонефтяных фонтанов («дерево отказов») показана на рисунке 1.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.TЧ	Лист	30								
										Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		
										Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

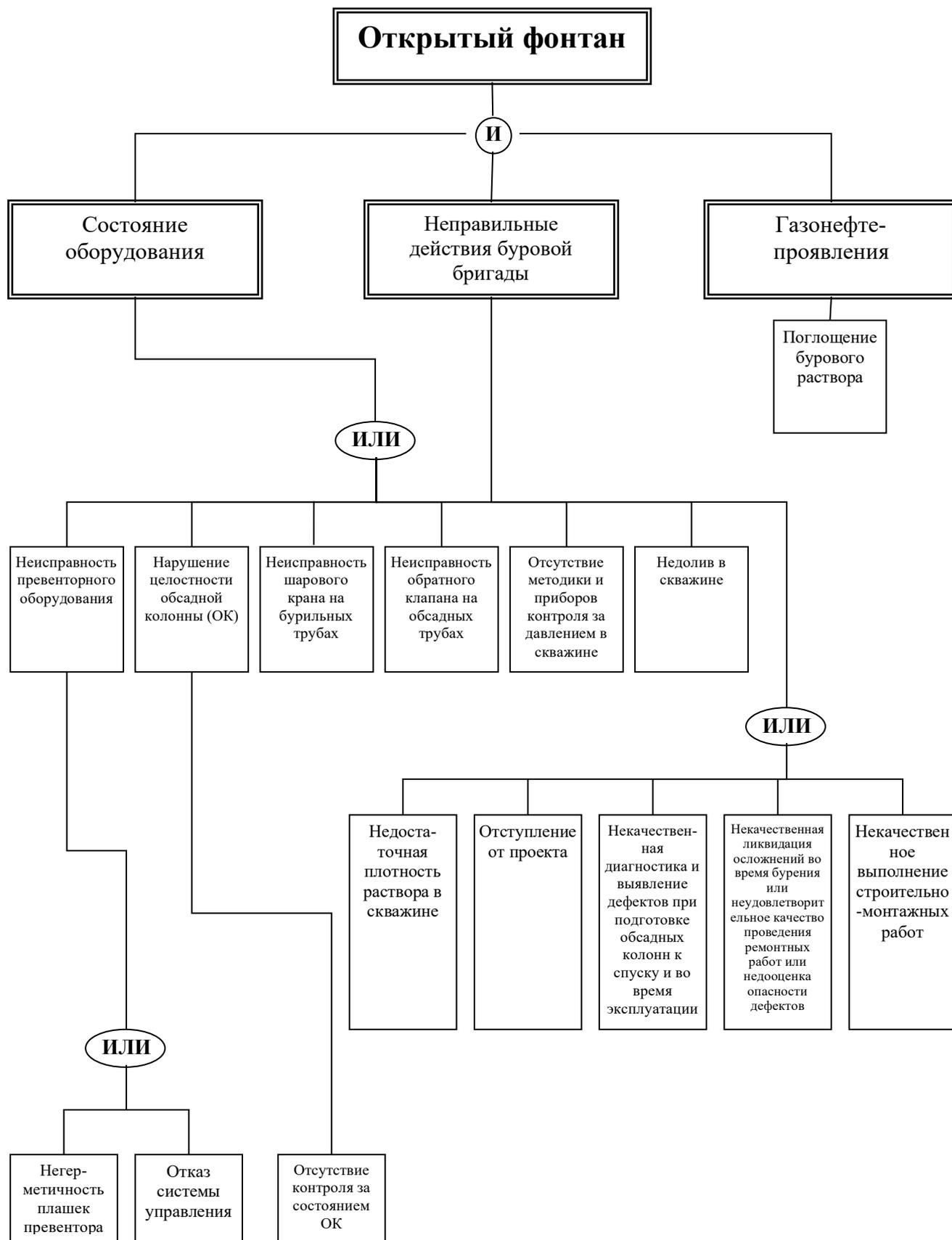


Рисунок 1 – «Дерево отказов»

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

### 6.3. Определение сценариев

Любой сценарий начинается с события, которое может возникнуть с некоторой частотой.

Анализ условий обращения с опасными веществами на данном объекте показал, что типовыми сценариями аварий являются:

**Сценарий 1 (С<sub>1</sub>)** – выброс (открытый фонтан), разлив опасных веществ (нефть, попутный нефтяной газ), сопровождающийся загрязнением окружающей природной среды.

**Сценарий 2 (С<sub>2</sub>)** – пожар разлива, возникающий при проливе опасных веществ (нефть) при разгерметизации оборудования.

Пожар разлива характеризуется четко определенной границей. Основным поражающим фактором при реализации этого сценария является тепловое излучение, экологическое загрязнение атмосферы продуктами сгорания.

**Сценарий 3 (С<sub>3</sub>)** – образование и взрыв топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования).

Таблица 6.2 – Схема развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>1</sub> Экологическое загрязнение	Полная или частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды – ОПС (за счет испарения)
С <sub>2</sub> Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения, выхода попутного нефтяного газа) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной

Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования.

Наибольшую опасность при строительстве скважины представляет риск наступления самопроизвольного фонтанирования нефти из скважины. Впоследствии, это приводит к разливу нефти → испарению → образованию

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			



*Б) Сценарии развития аварии на складе ГСМ.*

Авария на складе ГСМ сопряжена с разлитием хранящегося дизтоплива.

Разрушение резервуара в местах сопряжения стенки с дном резервуара → пролив дизельного топлива в обвалование → испарение дизельного топлива → образование топливовоздушной смеси → взрыв ТВС → поражение ударной волной.

При появлении источника инициирования – воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на окружающие объекты и людей → загрязнение атмосферы продуктами горения.

Возможность реализации сценариев развития аварий для различных типов опасных веществ в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019, приведена в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Возможность реализации сценариев развития аварий

Сценарий развития аварии	Тип опасного вещества	
	Воспламеняющиеся газы за исключением сжиженных	Легковоспламеняющиеся жидкости
Пожар разлива	-	+
Взрыв облака ТВС	+	+
Токсичное поражение	возможно продуктами горения	возможно продуктами горения
Экологическое загрязнение	+	+

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.TЧ	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

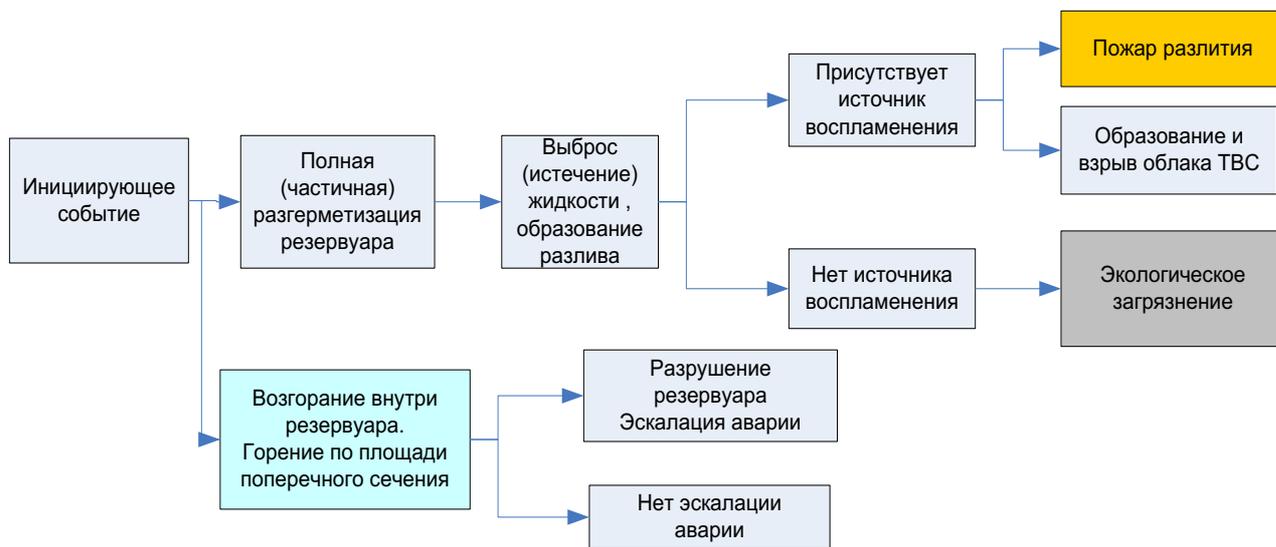


Рисунок 2. Дерево событий при аварии с емкостью на складе ГСМ

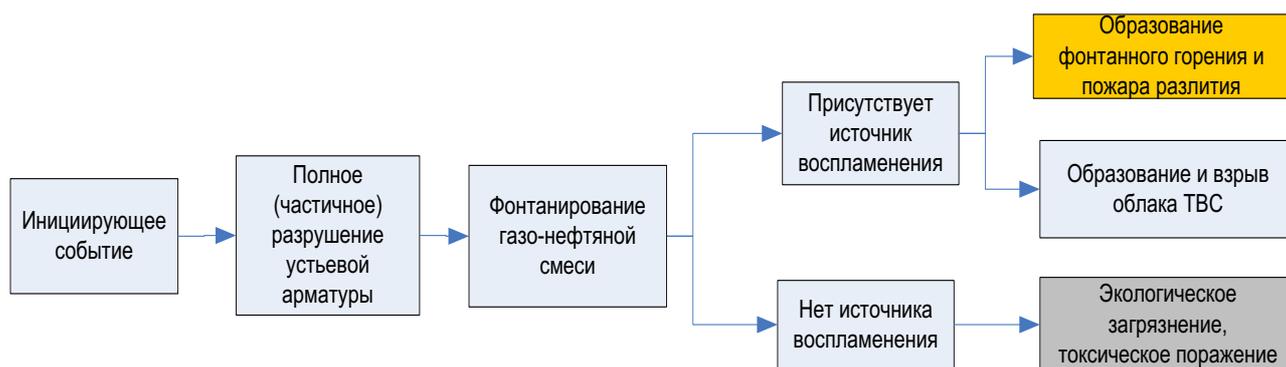


Рисунок 3. Дерево событий аварийных ситуаций на устье скважин

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

#### 6.4 Определение вероятности наступления открытого фонтана

Базой для идентификации являются данные об объекте, результаты экспертизы и опыта эксплуатации подобных систем.

Учитывая, что по Пермскому краю не проведена аналитическая работа по изучению групп факторов, оказывающих влияние на возникновение открытого фонтана, ниже использованы среднестатистические данные по отказам оборудования в различных регионах РФ .

Вероятность  $P_i$  связанная с негерметичностью плашек превентора равна 0,09, а с отказом системы управления превенторного оборудования  $P_j$  – 0,07.

Тогда вероятность отказа превентора составит

$$P_E = P_i + P_j = 0,09 + 0,07 = 0,16$$

Аналогично находим  $P_F$ ,  $P_G$  и  $P_H$ , которые равны соответственно 0,031; 0,12 и 0,17.

$$P_B = P_E + P_F = 0,031 + 0,16 = 0,191$$

А по значениям  $P_G$  и  $P_H$  находим вероятность события Д

$$P_D = P_G + P_H = 0,12 + 0,17 = 0,294$$

По полученным вероятностям событий первого ранга, а также известной вероятности  $P_C$  – 0,09 с учетом их соединения по известной схеме взаимодействия вычисляем вероятность головного события – открытого фонтана.

$$P_A = P_B \cdot P_D \cdot P_C = 0,191 \cdot 0,294 \cdot 0,09 = 0,005$$

Таким образом, риск наступления головного события – открытого фонтана, составляет 0,005, что соответствует возможности появления открытого фонтана на каждые 200 строящихся скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
								36
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

## 6.5 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

В качестве расчетных методов, использовались следующие документы:

- 1) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" от 11 марта 2013г.
- 2) Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 144 от 11.06.2016г.
- 3) СП 12.13130.2009. Свод правил «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
- 4) ГОСТ Р 12.3.047-2012 СССБ. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
- 5) РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.
- 6) «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливоздушных смесей», приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №137 от 31.03.2016

При проведении оценок вероятности аварий, причинения вреда персоналу и населению применялись графоаналитические методы «дерево отказов» и «дерево событий», а также методы математической статистики.

Расчет параметров волны давления при взрыве ТВС и расчет интенсивности теплового излучения производились по ГОСТ Р 12.3.047-2012 приложение«В», приложению «Е».

Анализ причин возникновения и механизмов развития аварий на проектируемом объекте показал, что при моделировании физических процессов, протекающих при авариях, должны учитываться следующие явления:

- открытый фонтан;
- растекание жидкости, в том числе при мгновенном разрушении емкости;
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- взрыв паровоздушной смеси на открытом пространстве;
- горение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (пожар пролива).

Также оцениваются следующие параметры:

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	37

- массы горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения аварийных ситуаций;
- избыточное давление в ударной волне;
- интенсивность теплового излучения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	

### 6.6 Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.

В соответствии с Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97г., проектируемые объекты относятся к опасным производственным объектам, на которых: - обращаются пожароопасные вещества – нефть, дизтопливо;  
- используется оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа или при температуре нагрева воды более 115°С.

Проектируемые объекты бурения и добычи нефти, относятся к IV классу опасности - для опасных производственных объектов.

Таблица 6.4 – Сценарий С<sub>1</sub> - экологическое загрязнение (разлив опасных веществ). Ожидаемое количество опасных веществ, способных участвовать в аварии

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса, т
Буровая установка (устье скважины)	Нефть	0,264
Склад ГСМ (одна емкость 5м <sup>3</sup> )	Дизтопливо	3,4

Таблица 6.5 Сценарий С<sub>2</sub> - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Буровая установка (устье скважины)	Нефть	31,9
Склад ГСМ (одна емкость 5м <sup>3</sup> )	Дизтопливо	64

Таблица 6.6 Сценарий С<sub>3</sub> - взрыв облака ГВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва, тепловое излучение

Оборудование	Масса, т	
	Участвующего в аварии	Образующего поражающий фактор
Буровая установка (устье скважины)	0,264	0,132
Склад ГСМ	3,4	3,4

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

						-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							39

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## 7 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемых объектах являются:

- загрязнение ОПС;
- образование воздушной ударной волны при взрывах облаков газо- и паровоздушных смесей;
- образование осколочного поля;
- образование зоны термического поражения при пожарах пролива
- поражение персонала.

В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- тепловое излучение горящих разливов.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на сооружения и оборудование (степень разрушения);
- воздействие на человека (тяжесть поражения).

### 7.1. Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОПС при аварийных выбросах (сценарий С1 - экологическое загрязнение)

Загрязняющим веществом при аварии на проектируемых объектах является нефть и дизельное топливо.

При разливе ЛВЖ, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. Для расчетов площадей загрязнения, в общем случае принимается, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения при свободном растекании  $S$ , м<sup>2</sup> принимается из расчета: 1 литр потерянной жидкости разливается на 0,10 м<sup>2</sup> (п. В 1.3. СП 12.13130.2009).

$d$  – эффективный диаметр пролива, м, определяемый по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}},$$

где  $S$  – площадь пролива, м<sup>2</sup>.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Инва. № подл.

						-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							40

В случае наступления неконтролируемого нефтегазопроявления происходит выброс пластовой нефти через устье скважины и ее разлив.

При возникновении аварийной ситуации на складе ГСМ, связанной с потерей герметичности емкости, дизельное топливо будет разлито по поверхности, ограниченной обвалованием склада ГСМ.

## 7.2. Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С<sub>2</sub>)

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива, размеры площадей которых приведены в таблице 7.1.

Размер зоны поражения открытым пламенем – это размер зоны, где возможно появление пламени. Принималось, что в этой зоне поражение человека смертельно. При горении пролива эта зона определялась как размер пролива в сумме с размером вытянутым по ветру пламенем.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока.

Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов (ГОСТ Р 12.3.047-2012, таблица В.2 ) представлены в таблице 7.2- 7.3. Типичные предельно допустимые значения избыточного давления с точки зрения повреждения зданий (ГОСТ Р 12.3.047-2012, таблица А.4 ) представлены в таблице 7.4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			-PD-AB1.1.ТЧ							41
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 7.1. Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней повреждения материалов

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение 10 мин при 30 мин при 90 мин при	30 20 12
Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение 30 мин при 90 мин при	55 30
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	12,9 17

Таблица 7.2 Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека

Степень поражения	Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 - 30 с Ожог 1-й степени через 15 - 20 с Ожог 2-й степени через 30 - 40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Непереносимая боль через 3 - 5 с Ожог 1-й степени через 6 - 8 с Ожог 2-й степени через 12 - 16 с	10,5

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							42

Таблица 7.3 – Типичные предельно допустимые значения избыточного давления с точки зрения повреждения зданий

Характеристика повреждения зданий	Значения избыточного давления, кПа
Полное разрушение зданий	100
50%-ное разрушение зданий	70
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	14
Малые повреждения (разбита часть остекления)	2
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Ниже приведены результаты расчета зон основных поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах.

Таблица 7.4 – Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м				
	Радиус зоны пламени	I = 10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I = 4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I = 1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Буровая установка (устье скважины)	3,18	10,8	13,8	18,4	32,5
Склад ГСМ (емкость 5м <sup>3</sup> )	4,50	12,8	16,6	22,2	39,1

I = 10,5 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль ч рез 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.  
 I = 7,0 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.  
 I = 4,2 кВт/м<sup>2</sup> - безопасно для человека в брезентовой одежде.  
 I = 1,4 кВт/м<sup>2</sup> - без негативных последствий в течение неограниченного времени.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							43

### 7.3. Расчет вероятных зон действия поражающих факторов от ударной волны при взрыве ТВС в открытом пространстве (сценарий С<sub>3</sub>)

В случае реализации данного сценария зона действия поражающих факторов равна окружности радиусом  $R$ , центром которой является место разгерметизации технологического оборудования.

Границы зоны действия на здания и сооружения (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

Таблица 7.5 – Зоны поражения от избыточного давления взрывной ударной волной при взрыве ТВС

Оборудование	Степень поражения				
	Полное разрушение зданий	Тяжелое разрушение зданий	Средние повреждения зданий	Умеренные повреждения зданий (разрушение оконных проемов, легко-сбрасываемых конструкций)	Малые повреждения (разбита часть остекления)
	100	70	28	14	2
Расстояние от центра, м					
Буровая установка (устье скважины)	10,7	12,9	21,9	34,9	175,6
Склад ГСМ (емкость 5м <sup>3</sup> )	5,3	6,4	11,0	17,5	88,2

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

Предельно допустимые избыточные перепады давления при сгорании газопаровоздушной смеси и соответствующие расстояния  $r$  приведены ниже (в таблице 7.6).

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

-PD-AB1.1.ТЧ						Лист
						44

Таблица 7.6. - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Степень поражения	Избыточное давление $\Delta P$ , кПа
<b>Характер повреждения элементов зданий</b>	
Разрушение остекления	5,0
Разрушение перегородок и кровли	
- деревянных каркасных зданий	12,0
- кирпичных зданий	15,0
- железобетонных каркасных зданий	17,0
Разрушение перекрытий	
- деревянных каркасных зданий	17,0
- промышленных кирпичных зданий	28,0
- промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	30,0
Разрушение стен	
- шлакоблочных зданий	22,0
- деревянных каркасных зданий	28,0
- кирпичных зданий	40,0
Полное разрушение зданий	100,0
Разрушение фундаментов	215,0 - 400,0
<b>Воздействие на человека</b>	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонки, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0

Схематически зоны действия поражающих факторов аварии представлены в графической части на плане площадок.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									45
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ



## 9 Экологический ущерб

Расчет экологического ущерба окружающей среде выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- 1) Федеральный закон №384-ФЗ от 01.12.2014г. «О федеральном бюджете на 2015год и на плановый период 2016 и 2017 годов»
- 2) Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей природной среды».
- 3) Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2017 года № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду»
- 4) Постановление Правительства РФ №913 от 13 сентября 2016г. "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах".
- 5) Методические указания по оценке и возмещению вреда, нанесенного окружающей природной среде в результате экологических правонарушений (утверждены Госкомэкологии РФ 06.09.1999).
- 6) Методика расчета выбросов от источника горения при разливе нефти и нефтепродуктов (утв. приказом Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды от 05.03.97 N 90).
- 7) РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. (Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63).

Ущерб, подлежащий компенсации, рассчитывается с применением повышающего коэффициента за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ.

Расчет ущерба от выбросов загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при аварийном горении нефти, выполняется по формуле:

$$Y_{к.а} = 5 \times C_i \times M_i$$

где  $C_i$  – ставка платы за выброс 1 т  $i$ -го загрязняющего вещества, руб./т;

$M_i$  – масса выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, т;

5 – повышающий коэффициент за аварийные выбросы.

Расчет количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при горении и испарении нефтепродуктов и плата за выбросы выполняются в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инва. № подл.

*Ущерб от загрязнения почв:* Ущерб от загрязнения почв нефтепродуктами не рассчитывается, так как плодородный почвенный слой перед началом строительных работ снимается и хранится в отвалах до рекультивации.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы и почвы продуктами сгорания и нефти приведены ниже таблица 9.2.

Таблица 9.2 Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы продуктами сгорания нефтепродуктов

Наименование технологического блока		Возможный гипотетический ущерб при загрязнении почвы, тыс. руб.	Возможный гипотетический ущерб при загрязнении атмосферы, руб.		Экологический риск, тыс. руб./год
			при испарении	при горении	
Устье скважины	Полный выброс	-	143	542	2,96E-03
Емкость с дизтопливом	Полное разрушение	-	1836	1780	1,96E-03
	частичное		58	-	2,42E-04

В сценарии фонтанирования нефти из ствола скважины происходит полный выброс всего расчетного объема.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	-PD-AB1.1.TЧ	Лист	
									48
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							

## 10 Оценка риска аварий

*Риск* – это мера опасности, характеризующая вероятность возникновения возможных аварий и тяжесть их последствий. Для сравнения степени опасности различных ее источников необходимы количественные показатели риска. Поэтому риск часто связывают с размером ущерба от опасного события (аварии – пожар, взрыв, токсический выброс), как правило, в натуральном (число пострадавших и погибших, размеры зон действия опасных факторов) или стоимостном выражении. Таким образом, риск сочетает в себе вероятность неблагоприятного события и объем негативных последствий этого события (убытки, потери, ущерб).

Оценка риска аварии - процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и/или окружающей природной среды.

Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетания.

### 10.1 Определение частоты возникновения аварий

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

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения аварий из системы “некритических” промежуточных событий (построение “деревьев отказов” рисунок 1) в таблице 10.1 представлены характерные вероятности отказов основных технологических элементов.

Таблица. 10.1 - Данные по частотам разгерметизации (аварии) на различном оборудовании

Тип аварии	Вид разгерметизации	Частота аварии (отказов), год <sup>-1</sup>	Источник данных
Емкостное оборудование без избыточного давления	Полное разрушение	$1,00 \cdot 10^{-5}$	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2016
	Частичное разрушение (утечка)	$1,00 \cdot 10^{-4}$	
Разгерметизации устья скважины (открытый фонтан)	Полное	$5 \cdot 10^{-3}$	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2016
	Частичное	-	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист	
									49
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							

Таблица. 10.2. Показатели риска аварийных ситуаций, ведущие к авариям.

Вид аварии	Частота аварий, 1/год		Источник данных
	разведочное бурение	эксплуатационное бурение	
Поломка бурильных труб	0,022	0,006	Статистические данные по предприятию и отрасли
Слом долота	0,021	0,003	
Падение в скважину посторонних предметов	0,007	0,001	
Прихват колонны бур. труб	0,02	0,001	
Поломка обсадных труб	0,01	0,003	
Неудачный цементаж	0,0003	0,0003	
Поломка забойных двигателей	0,009	0,002	
Прочие виды аварий	0,016	0,002	
Разгерметизация емкости	0,0001	0,0001	Оценка пожарного риска, 2006г.

Вероятность описываемых аварий по среднестатистическим данным многолетних наблюдений составляет: аварии, связанные с нефтегазопроявлениями на скважине - 0,00001 на каждые 1000м бурения (проходки).

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет -  $1,0 \times 10^{-8}$  (1/год).

При разливе нефти в результате разгерметизации оборудования полагалось, что:

- 1) Вероятность горения пролива – 0,05.
- 2) Вероятность образования облака ТВС (для газа тяжелее воздуха) на открытом пространстве будет составлять в среднем за год – 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).
- 3) Вероятность взрывного превращения облака (после его образования) – 0,05.

(Источники данных: Guidelines for quantitative risk assessment. CPR 18E. First edition 1999. Committee for the Prevention of Disasters).

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	50			
										Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.

Таблица 10.3 – Вероятности аварийных ситуаций

Наименование составляющей	Наиболее опасный/вероятный сценарий	Вероятность сценария
<i>Наиболее опасный сценарий – взрыв ТВС</i>		
Устье скважины	С <sub>3</sub>	1,51·10 <sup>-6</sup>
<i>Наиболее вероятный сценарий – пожар разлива</i>		
Разгерметизация емкости с ГСМ	С <sub>2</sub>	7,89·10 <sup>-6</sup>

## 10.2 Оценка риска при различных сценариях аварии

Известно, что в общем случае одна и та же мера воздействия (доза термической радиации или импульс давления) может вызвать последствия различной степени тяжести у различных людей, т. е. эффект поражения носит вероятностный характер.

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

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

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

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

В общем случае пробит-функция  $P_r$  выражена формулой (5-2) Руководства...[8]:

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

где  $a$  и  $b$  – константы для каждого вещества или процесса, характеризующие специфику и меру опасности его воздействия;

$D$  – поглощенная субъектом доза негативного воздействия.

Пробит для условной вероятности поражения человека избыточным давлением определяется по формуле (5-9) и (5-10) Руководства...[8]:

$$P_r(x) = 5 - 0,26 \cdot \ln \left( \left( \frac{17500}{\Delta p} \right)^{8,4} + \left( \frac{290}{i} \right)^{9,3} \right) ,$$

где  $\Delta p$  – избыточное давление, Па;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
								51
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

$i$  – импульс волны давления, Па·с.

Пробит для условной вероятности поражения человека тепловым излучением определяется по формуле (5-5) Руководства...[8]:

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{1,33}),$$

где  $t$  – эффективное время экспозиции, с;

$q$  – интенсивность теплового излучения, кВт/м<sup>2</sup>.

Эффективное время экспозиции определяют для пожаров проливов ЛВЖ, ГЖ и твердых материалов определяется по формуле:

$$t = t_0 + x/v,$$

где  $t_0$  – характерное время обнаружения пожара, с;

$x$  – расстояние от места расположения человека до зоны (интенсивность теплового излучения не превышает 4 кВт/м<sup>2</sup>), м;

$v$  – скорость движения человека, м/с ( $v = 5$  м/с).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума (человека) в результате воздействия исследуемых факторов опасности. В общем случае количественно (численно) индивидуальный риск выражается отношением числа пострадавших людей к общему числу рискующих за определенный период времени. При расчете распределения риска по территории вокруг объекта (картировании риска) индивидуальный риск определяется потенциальным территориальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. Индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и готовностью индивидуума к действиям в опасной ситуации, его защищенностью.

Величина индивидуального риска  $R_m$  для работника  $m$  при его нахождении на  $i$ -ой территории объекта определяется:

$$R_m = \sum_{i=1}^n P_i \cdot q_{im},$$

где  $P_{(a)}$  – величина потенциального риска в  $i$ -ой области территории объекта, год<sup>-1</sup>;

$q$  - вероятность присутствия работника  $m$  в  $i$ -ой области территории объекта.

Индивидуальный риск гибели для персонала на проектируемом объекте считается безусловно приемлемым согласно «Руководству по оценке пожарного риска для промышленных предприятий», а также Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ, по которому величина индивидуального пожарного риска на территориях производственных объектов не должна превышать  $1 \times 10^{-6}$  в год.

Индивидуальный риск гибели для населения отсутствует, поскольку в зонах действия поражающих факторов аварий нет жилых зданий и сооружений.

Частота одновременного поражения не менее 10 человек равна 0,00E+0.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
							52

*Коллективный риск* – определяет масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших или летальных исходов, в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени. Это произведение частоты аварий на вероятность получения вреда здоровью определенной степени тяжести или наступления летального исхода и на количество персонала, попавшего в зону поражения.

Таблица 10.4 – Показатели индивидуального и коллективного рисков

Название объекта	Коллективный риск, чел./год	Индивидуальный риск, 1/год
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Кустовые площадки №104; 111.	4,52E-08	2,26E-09

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
								53
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

## 11. Выводы и предложения

### 11.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

Выполненный анализ опасностей аварий на объекте позволил выявить перечень наиболее опасных событий, к которым относятся:

- выброс нефтегазовой смеси из скважины (открытый фонтан), разлив опасных веществ (нефть, попутный нефтяной газ).
- Разрушение резервуара с дизтопливом → пролив дизельного топлива в обвалование → испарение дизельного топлива.

При появлении источника инициирования – воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на окружающие объекты и людей → загрязнение атмосферы продуктами горения → образование топливовоздушной смеси → взрыв ТВС → поражение ударной волной.

Значимыми факторами, влияющими на возникновение или развитие риска, являются:

- закрытие преентора → негерметичность плашек преентора → открытый фонтан;
- отказ системы управления преенторным оборудованием → невозможность закрытия преентора → открытый фонтан;
- отсутствие средств контроля состояния обсадной колонны → разрушение обсадной колонны → открытый фонтан;
- отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах → открытый фонтан;
- несоответствие конструкции скважины фактическим геологическим условиям, бурение в интервалах поглощений → снижение давления в скважине → газодонефтепроявление → открытый фонтан;
- бурение на растворе с плотностью, меньше необходимой для создания противодействия на пласт → газодонефтепроявление → открытый фонтан;
- завышение плотности бурового раствора → поглощение бурового раствора → снижение давления в скважине → газодонефтепроявление → открытый фонтан;
- подъем бурильного инструмента без долива в скважину → снижение уровня жидкости в скважине → снижение давления в скважине → газодонефтепроявление → открытый фонтан;
- спуск обсадной колонны с закрытым обратным клапаном со скоростью выше допустимой → гидроразрыв пород → уход бурового раствора →

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист
											54



опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб».

Таблица 11.1 - Матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб»

Частота реализации опасности, случаев/год	Социальный ущерб				
	Погибло более одного человека, имеются пострадавшие	Погиб один человек, имеются пострадавшие	Погибших нет, имеются серьезно пострадавшие	Серьезно пострадавших нет, имеются потери трудоспособности	Лиц с потерей трудоспособности нет
>1	Зона неприемлемого риска, необходимы неотложные меры по уменьшению риска				Зона жесткого контроля,
1-10 <sup>-1</sup>	необходима оценка целесообразности			Зона приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска	
10 <sup>-1</sup> -10 <sup>-2</sup>					
10 <sup>-2</sup> -10 <sup>-3</sup>					
10 <sup>-3</sup> -10 <sup>-4</sup>					
10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-5</sup>					
10 <sup>-5</sup> -10 <sup>-6</sup>					

Все рассмотренные в разделе аварии находятся в зоне приемлемого риска. Таким образом, **уровень опасности проектируемого объекта входит в зону приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска.**

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						



11. При подготовке и проведении работ необходимо усилить контроль за герметичностью фланцевых соединений противовыбросовой обвязки.

12. Возможные остановки буровой в процессе углубления скважины следует исключить или свести к минимуму.

13. Бурильщик в процессе приема вахты должен убедиться в наличии необходимого запаса жидкости глушения (пластовой водой) и сделать запись в буровом журнале.

14. Буровая бригада должна знать характер и глубины залегания вскрываемых продуктивных горизонтов.

15. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить обучение и аттестацию по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных Учебных центрах, имеющих соответствующую лицензию.

16. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

17. Перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями необходимо провести инструктаж членов буровой бригады согласно «Типовой инструкции по предупреждению и первичным действиям вахты при ликвидации газоводонефтепроявлений», учебную тревогу.

18. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты должны находиться в полной готовности

19. Звуковое сигнальное устройство монтируется на рабочей площадке буровой. Газоопасные места должны быть обозначены знаками безопасности

20. Запрещается проводить буровые работы при содержании нефтяного газа в воздухе у устья скважины и в других возможных местах его скопления выше 20% от нижнего концентрационного предела взрывоопасности.

21. При обнаружении газа выше предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: углеводороды - 300 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - 10мг/м<sup>3</sup>; окись углерода - 20 мг/м<sup>3</sup> необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.

22. Производство аварийных и ремонтных работ в загазованной зоне разрешается только с использованием изолирующих дыхательных аппаратов. В загазованной зоне должны находиться не менее двух человек. Указанные работы должны выполняться под непосредственным руководством ответственного руководителя работ.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	58
Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

23. В случае возникновения открытого фонтана старшим или руководителем работ назначается старший по званию представитель военизированного отряда, а при возникновении пожара старшим или руководителем работ назначается старший по званию представитель пожарной части.

24. Буровой мастер лично проверяет исправность превенторов и задвижек не реже одного раза в сутки, а перед каждым спуском и подъемом бурильных труб проверку эту должен проводить бурильщик. Результаты всех проверок заносятся в журнал проверки технического состояния оборудования

25. Во избежание возникновения больших гидродинамических колебаний давления в скважине скорость спуска и подъема инструмента следует ограничивать в соответствии с проектом и фактическими условиями.

26. Для своевременного определения наличия газов в воздухе рабочих зон, в производственных и жилых помещениях, а так же для своевременного выяснения и устранения причин загазованности на объектах, проектом предусмотрен непрерывный контроль с помощью стационарных и переносных газосигнализаторов (п. 1166 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ №101 от 12.03.2013). Места установки приведены в таблице 11.1.

Периодичность контроля воздуха рабочей зоны должна быть: – перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта - не реже одного раза в смену; – при газопроявлениях скважины - не реже чем через каждые 2 часа (п. 7.1.4.5. ППБО-85).

Анализ воздуха проводят через каждые 8 часов в закрытых помещениях и один раз в сутки на открытом воздухе. Результаты анализов записывают в специальный журнал. При обнаружении загазованности выше допустимой нормы, отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 18-20 минут, дальнейшие работы должны быть прекращены до устранения причины загазованности, а все члены буровой бригады должны надеть противогазы.

В настоящее время для контроля воздуха в рабочей зоне выпускается несколько различных видов газоанализаторов. Проектом приводится перечень некоторых типов прибора (конкретный выбор делается заказчиком).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			-PD-AB1.1.TЧ						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 11.1– Средства для контроля над состоянием воздушной среды

№	Наименование, тип, вид, шифр	Место установки приборов – датчиков газоанализаторов, шт.	Количество газоанализаторов, шт.
1	Стационарный газоанализатор Хоббит –Т	<u>Для буровой установки</u> -на рабочей площадке – на расстоянии не более 0,3м от стола ротора по вертикали для сероводорода и не более 0,7м для метана; -в рабочей зоне подвыщечного основания на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; - в насосном помещении у клапанных коробок буровых насосов между насосами; - около вибростанции на высоте 0,7 м от их поверхности; - в мечте установки дегазатора, при его размещении в отдельном помещении; -у приемных емкостей.	СН4 – 5 шт. Н2S -5 шт.
2	Переносной газоанализатор Solaris	Контроль воздушной среды переносными газосигнализаторами производится: -в рабочей зоне рабочей площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ; -в рабочей зоне подвыщечного основания - у превентора и манифольдной линии; -в рабочей зоне силового блока - у пультов управления электродвигателями; в рабочей зоне насосного блока - у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости; -в рабочей зоне блока циркуляционной системы; -в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков; -котельной	1
	Комета-4 или др.типа		1
3	Переносной газоанализатор Solaris	<u>Для установки при испытании</u> на роторной площадке – у устьевого оборудования в радиусе 1,0 м от оси скважины с подветренной стороны; - на базовом шасси установки – вплотную к кабине машиниста; - на насосном агрегате ЦА-320М – вплотную к кабине машиниста - в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков.– на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 70 см от пола противоположного входной двери.	1

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			







15) Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5 – 2 м<sup>3</sup> более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

16) При подъеме бурильного инструмента постоянно доливать скважину раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня.

17) Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объем долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня устанавливается исходя из выбранной плотности бурового раствора. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

18) Доливная емкость смонтирована рядом с площадкой буровой, обвязана с устьевой трубой, заполняется перед подъемом инструмента. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Объем доливаемого раствора определяется с зависимости от скорости подъема бурильной колонны. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости, соответствующей плотности, в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся на скважине.

19) Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии «сальника», то принять меры к его разрушению, путем создания циркуляции, расхаживания инструмента с вращением, обработки раствора. При наличии «сифона» и невозможности его устранения (зашламованность забойного двигателя, долота, другие причины) подъем инструмента проводить на скорости, обеспечивающей равенство объемов извлекаемого металла труб и жидкости, доливаемой в скважину.

20) В случае, когда в процессе подъема инструмента, уровень промывочной жидкости в скважине не снижается, подъем прекратить, восстановить циркуляцию и проверить наличие в ней газа или другого флюида.

21) При вскрытии поглощающего горизонта в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявления дальнейшее углубление скважины прекратить, поднять бурильный инструмент в «башмак» колонны, загерметизировать устье и приступить к ликвидации поглощения по специальному плану.

22) В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом продуктивном горизонте бурильный инструмент должен быть спущен до «башмака» обсадной колонны, а устье загерметизировано. Периодически

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								-PD-AB1.1.ТЧ
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

допускать бурильную колонну до забоя, промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора до параметров раствора, указанных в соответствии со специально, разработанным планом работ.

23) При простоях длительностью более 1 месяца вскрытые газоносные или нефтяные пласты с большим газовым фактором пласты должны быть изолированы.

24) Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных и напорных пластов плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с накрученным на нее шаровым краном, и переводником под обсадную трубу.

25) Бурение, крепление скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды), при возможном флюидопроявлении, проводить по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противофонтанной службой и Заказчиком.

26) В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3м или перед вскрытием продуктивного пласта техническая колонна вместе с установленным ПВО для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах повторно опрессовываются при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды в объеме, обеспечивающим подъем ее в башмак на 10-20м. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика .

27) К работам на скважинах с возможным газонефтеводопроявлением допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» в специализированных учебных центрах и имеющих соответствующую лицензию Ростехнадзора.

28) Производственный персонал ознакомлен с планом ликвидации аварий, который оформляется документально в личных картах инструктажа под расписку.

29) План ликвидации аварий вывешен на видном месте, доступном каждому работнику

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист
											65

## Заключение

В процессе строительства скважин, при условии выполнения всех предусмотренных проектом мероприятий, вероятность наступления аварийной ситуации сведена к минимуму.

Все скважины проектируются с соблюдением санитарно-защитной зоны и с учетом населённых пунктов, которые могли бы оказаться в зоне действия поражающего фактора максимальной аварии. В соответствии с СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» для нефтедобывающих производств санитарно-защитная зона скважин составляет 300м.

В административном отношении Касибское месторождение расположено в Соликамском городском округе Пермского края на территории ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты – Касиб, Сорвино, Лызиб.

Проезд к площадке Касибского месторождения осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам Березники – Левино – Касиб далее по межпромысловым дорогам. Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Площадки изысканий расположены в лесных массивах, площадка куста №111 в болотистой местности.

Площадка куста №111 расположена в 4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 5,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Площадка куста №104 расположена в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 3,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Населенные пункты не попадают в зону поражения от возможных аварий. Таким образом, в случае аварийного выброса, жители ближайших населенных пунктов не пострадают.

В рассматриваемом случае потерь среди персонала работающей смены проектируемого объекта не будет, так как до начала неуправляемого фонтанирования нефтью, скважина будет неуправляемо фонтанировать буровым раствором, а последнее согласно правилам безопасности, является критерием оставления рабочих мест.

В сценарии разлива и возгорания дизтоплива на площадке ГСМ проведенный расчет показал, что людские потери при гипотетической аварии на площадке ГСМ (значения округлены до целого): составили бы – от ударной волны взрыва – 0чел., от теплового излучения – 0чел.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-PD-AB1.1.ТЧ	Лист 66
------	-------	------	-------	-------	------	--------------	------------

## Список используемой литературы

1. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
3. Постановление Правительства РФ от 21 мая 2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
4. Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую природную среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности. 1-ая редакция РАО "Газпром", 1996.
5. Постановление Правительства РФ №613 от 21 августа 2000г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ № 101 от 12 марта 2013г .
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" приказ Ростехнадзора от 11 марта 2013г. № 96
8. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 144 от 11.06.2016г.
9. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 137 от 31.03.2016г.
10. "ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения" .
11. ГОСТ Р 22.0.02-2016 "Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения"
12. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»
13. ГОСТ 22.0.07-97/ГОСТ Р 22.0.07-95 "Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров"

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	-	PD-AB1.1.ТЧ	Лист	67								
										Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм.	К.уч.
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.															

14. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов» Общие требования. Методы контроля.
15. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
16. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). - М.: МЧС России, 1994
17. Типовая инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтепроявлений при строительстве скважин на нефть и газ. Госгортехнадзор. 16.11.88г
18. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах.
19. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах.
20. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварий и чрезвычайных ситуаций.
21. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					-PD-AB1.1.ТЧ	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

### Таблица регистрации изменений

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

-PD-AB1.1.ТЧ

Лист

69

## Графическая часть

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
							-PD-AB1.1.TЧ	70
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

6789-PD-AB1.1.ТЧ

Лист

71