

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

**«Строительство и обустройство скважин
Ножовского месторождения (модуль № 138). Куст №330»**

Проектная документация

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

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 1 Строительство скважин

2021/354/ДС38-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 Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст № 330.»**

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 1 Строительство скважин

2021/354/ДС38-АВ1.1

Том 10.1.1

Заместитель директора филиала по
научной работе в области
строительства скважин

А.А. Предеин

Начальник Управления
проектирования строительства
скважин филиала

Д.С. Лопарев

Главный инженер проекта
отдела разработки рабочих проектов

П.Н. Кустов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС38-PD-AB.1.1.C	Содержание тома 10.1.1	2
2021/354/ДС38-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Текстовая часть	6
	Графическая часть	69

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС38-SP						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
			Разработал	Ощепкова		9.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1.1	П	1		
			Проверил	Кустов		9.22					
								ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми			

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС38-PD-SP

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №		
2021/354/ДС38-PD-SP								
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
	Разработал	Тепляков				8.22		
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.....	7
1. Цели и задачи анализа риска	8
2. Общие сведения о проектируемом объекте	9
2.2. Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта.....	10
2.3. Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта.....	13
3. Сведения о работниках проектируемого объекта и проживающем вблизи населения	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	30
6 Анализ риска	33
6.1. Идентификация опасностей.....	33
6.2 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте.....	35
6.3. Определение сценариев.....	37
6.4 Определение вероятности наступления открытого фонтана	41
6.5 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета.....	42
6.6 Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.	43
7 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии.....	44
8 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии	49
9 Экологический ущерб.....	50

Взам. инв. №		Подп. и дата					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.C				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	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
									П	1	
Разработ.		Ощепкова			9.22				ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
Проверил		Кустов			9.22						
Н.контр.		Крапивина			9.22						

	5
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	65
Список используемой литературы	66
Таблица регистрации изменений.....	68
Графическая часть.....	69

Изм. инв. №										
	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.C									
Изм. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	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
	Разработ.	Ощепкова				9.22		П	1	
Проверил	Кустов				9.22					
Н.контр.	Крапивина				9.22					
							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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								3
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Данные об организации - разработчике

1) Настоящий раздел разработан специалистами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть.
 Проектная организация: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми.
 Почтовый адрес разработчика: Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.
 Телефон: (342) 233-67-01.
 Канцелярия: (342) телефон 233-67-25, т/ф 233-67-26, 233-67-27, факс 233-67-28, адрес электронной почты: 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

1. Цели и задачи анализа риска

Документ разработан в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса Российской Федерации и Постановления правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

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 ликвидаций и локализаций аварийных ситуаций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								5
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

2. Общие сведения о проектируемом объекте

Таблица 2.1. Производственная характеристика объекта

№ п/п	Наименование	Параметры
1	Месторождение	Ножовское
2	Номера кустов	№ 330 (3 скв).
3	Местоположение	Пермский край, Частинский район, ЦДНГ-7.
4	Назначение скважин	Эксплуатационные, нагнетательные
5	Уровень ответственности	нормальный
6	Теплоснабжение	Гейзер-600АБМ
7	Источник водоснабжения технической водой	Водозаборная скважина
8	Электроснабжение	<p>– На период СМР: АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная)</p> <p>– На период бурения: Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора) Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов)</p> <p>Куст №330 подключение от ВЛ-10кВ фидера №6 ПС 110/6 кВ “Стрелка” (электроснабжение дополнительного оборудования)</p>

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

6

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 положении район работ Ножовского месторождения расположен на территории Частинского муниципального округа Пермского края, в ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Проезд к объектам Ножовского месторождения осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Казань», «Б.Соснова-Частые», по гравийной дороге «Частые-Бабка» далее по проселочным и промышленным дорогам.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки. Площадка куста скважин №330 с площадкой АЗ №1 расположена в 2.2 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.7 км юго-восточнее н.п. Поздышки.

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Оса, недостающие сведения приведены по метеостанции Пермь.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,8°C. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,0°C. Абсолютный минимум температуры составил минус 52°C. Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 19,0°C. Абсолютный максимум температуры составил плюс 39°C.

Осадки. Среднегодовое количество осадков по метеостанции Оса составило 559 мм, суточный максимум осадков 83 мм.

Снежный покров. Высота снежного покрова максимум 97 см.

Глубина промерзания почвогрунтов. Наибольшая измеренная глубина промерзания почвогрунтов составляет 133 см. Средняя глубина промерзания из наибольших составляет 62 см, наименьшая – 20 см. Продолжительность промерзания грунта: 157 дней.

Нормативная глубина промерзания суглинков под оголенной от снега поверхностью составляет 1,58м, согласно СП 22.13330.2016, на основе теплотехнических расчетов.

Ветровой режим. За год в районе преобладают ветра южного направления. Среднегодовая скорость ветра составляет 2,4 м/с; среднегодовая повторяемость ветров южного направления 18%;

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			7	

Туманы. Среднегодовое количество дней с туманами – 9,2 дней, наибольшее – 23 дней.

Грозы. В среднем за год в районе изысканий наблюдается 18,1 дней с грозой, максимально – 36 дней.

Метели. Средняя продолжительность периода с метелями в год – 22,9 дней, наибольшая – 47 дней.

Гололед и изморозь. Среднее число дней с градом в год составляет 26,3 дня, наибольшее – 69 дней. Максимальная наблюденная толщина стенки гололеда: 7 мм. Максимальный вес наблюденных гололедно-изморозевых отложений 40 г/м.

Основными характеристиками атмосферных нагрузок являются их нормативные значения: снеговой, ветровой и гололедной нагрузки.

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

– снеговая нагрузка – (V район), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м²;

– ветровая нагрузка – (I район), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района составляет 0,23 кПа;

– гололедные нагрузки – (II район), толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПЭУ):

– 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;

– по толщине стенки гололеда район изысканий относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм.

Коэффициент рельефа рассчитан согласно разделу VII "Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе". Перепад высот в районе работ составляет менее 50 м на километр, таким образом коэффициент рельефа равен 1.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-А (СП 14.13330.2018), район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 10% вероятностью превышения в течение 50 лет интенсивности сейсмических воздействий, указанных на картах, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 500 лет; согласно карты ОСР-2015-В, район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет; согласно карты ОСР-2015-С, район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет, что

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8	

согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016 является умеренно опасным для строительства.

Согласно табл.1 СП 14.13330.2018, по сейсмическим свойствам категория глинистых грунтов с показателем консистенции $I_L \leq 0,5$ при коэффициенте пористости $e < 0,9$, а также алевролитов - II;

Согласно приложения Г СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий - II (средней сложности).

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности – умеренно опасная.

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5м от поверхности земли.

Согласно приложению И СП 11-105-97 Часть II, изысканная территория характеризуется как сезонно подтапливаемая в естественных условиях (I-A-2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			9	

2.3. Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

В соответствии с п. 7.1.3 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03» рекомендуемый размер СЗЗ для предприятий по добыче нефти составляет 300 м и 1000 м в зависимости от количества выбросов сероводорода и содержания летучих углеводородов.

Нормативный размер СЗЗ кустов скважин - принят равным 300 м как для промышленных объектов по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.

Полученные расчеты рассеивания показали, что концентрации всех загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от проектируемых сооружений, не превышают значений ПДК_{м.р.} на границе нормативной СЗЗ и на границе жилой застройки.

Уровень шумового воздействия на границе СЗЗ и на границе жилой застройки соответствует нормативным требованиям.

Таким образом, для площадок кустов скважин обеспечивается нормативный размер санитарно-защитной зоны (300 м).

Для внутрипромыслового нефтепровода санитарный разрыв не предусматривается.

Для проектируемой ВЛ-6кВ в соответствии с п.6.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» санитарный разрыв не устанавливается.

Проектируемые автодороги по назначению являются вспомогательными, межплощадочными дорогами нефтяного промысла для обслуживания и ремонта объектов проектирования. В нормальном режиме работы оборудования проезд автотранспорта на площадки кустов не предусматривается. Установление санитарного разрыва не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH			10

3. Сведения о работниках проектируемого объекта и проживающем вблизи населения

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.

Инв. № инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
				2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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, вблизи района работ отсутствуют.

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

В административном положении район работ Ножовского месторождения расположен на территории Частинского муниципального округа Пермского края, в ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Проезд к объектам Ножовского месторождения осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Казань», «Б.Соснова-Частые», по гравийной дороге «Частые-Бабка» далее по проселочным и промышленным дорогам.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки. Площадка куста скважин №330 с площадкой АЗ №1 расположена в 2.2 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.7 км юго-восточнее н.п. Поздышки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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.

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

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 _{изб} =0,05 МПа

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				13

4.2. Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются нефть, попутный нефтяной газ, дизтопливо.

Таблица 4.2. Характеристика опасных веществ

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 ³ :	856-919	
3.2 Плотность нефти на поверхности, кг/м ³ :	864-922	
3.3 Подвижность, мкм ² /мПа·с	0,0055-0,0178	
3.4 Содержание серы, % по весу	1,75-2,62	
3.54 Содержание парафина, % по весу	1,8-3,15	
3.6 Газовый фактор, м ³ /т	7,5-17,4	
4. Данные о взрывопожароопасности и -категория и группа взрывоопасной смеси	Легковоспламеняющаяся жидкость ПА - Т3	ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)
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	- 27	

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

14

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
вспышки (нефть Прикамская), °С		
5 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
5.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	10	
5.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	
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	"Правила безопасности в нефтяной газовой промышленности" от 15.12.2020 № 534
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 сырой нефти. 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,	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976

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

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.	
11 Средства защиты	- 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 вещества в безвредное состояние	Методы сбора нефти: - ручной (лопаты, багры и др. подручные средства); - механический (нефтесборщики, ВАУ); - сорбционный материалы.	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976
13 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	- Вынести пострадавшего в безопасную зону. - Если человек в сознании, обеспечить промывание желудка (объем воды 2,5-5 л); - Если человек без сознания и не дышит, сделать сердечно-легочную реанимацию (искусственное дыхание); - Повернуть пострадавшего на бок; - Укутать теплым одеялом; - Вызвать скорую помощь.	«Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим». МЧС России, 2020г.

2. Дизельное топливо (марка А вид II)

1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Дизельное топливо - сложная смесь различных органических соединений (в основном предельных углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
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 305-2013
4 Общие данные:		
4.1 температура застывания, °С	Не выше минус 55	
4.2 Плотность, кг/м ³	830-860	

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

16

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
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 токсической опасности	4 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	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 углеводородов.	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 305-2013
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	Справочник "Вредные вещества в промышленности". Т.1, Химия, 1976

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

17

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	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.	Приказ Минздравсоцразвития от 17.12.2010г. №1122н
12 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе.	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
13 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<ul style="list-style-type: none"> – Вынести пострадавшего в безопасную зону. – Если человек в сознании, обеспечить промывание желудка (объем воды 2,5-5 л); – Если человек без сознания и не дышит, сделать сердечно-легочную реанимацию (искусственное дыхание); – Повернуть пострадавшего на бок; – Укутать теплым одеялом; – Вызвать скорую помощь. 	«Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим». МЧС России, 2020г.
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 ³		

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

18

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ 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 взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	
6.1 ПДК в рабочей зоне, мг/м ³	3 (по H ₂ S) 300 (в пересчете на углерод)	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
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	
6.3 PCt ₅₀	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

19

Компонентный состав попутного нефтяного газа пластовой нефти продуктивных пластов принят по данным отчета «Дополнение к технологическому проекту разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края».

Таблица 4.3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Ножовское месторождение, Ножовский (Анохинский) купол, район скважины № 59, пласты C1t (T1), C1t (T0)

№ п/п	Наименование параметра	Численные значения*				пластовая нефть
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация компонентов, %					
	- сероводород	0,00	0,00	0,00	-	0,00
	- двуокись углерода	2,57	0,00	2,62	-	0,15
	- азот+редкие	79,23	0,00	88,48	-	5,02
	в т.ч. гелий	0,050	-	-	-	-
	- метан	3,50	0,00	5,67	-	0,20
	- этан	3,38	0,06	0,80	-	0,26
	- пропан	2,41	0,2	0,00	-	0,37
	- изобутан	2,31	0,63	1,19	-	0,78
	- норм. бутан	3,19	0,72	0,46	-	0,83
	- изопентан	2,17	1,72	0,65	-	1,73
	- норм. пентан	0,53	0,68	0,02	-	0,79
	- гексаны	0,71	2,99	0,11	-	2,85
	- гептаны		93,02		-	87,06
	- октаны					
	- остаток C ₉₊					
2	Молекулярная масса		177,6		-	168,1
3	Плотность					
	газа, кг/м ³	1,321		1,191		
	газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,097		0,989		
	нефти, кг/м ³		926		924	913

* - по газу, растворенному в нефти, из пластов C1t (T0) + C1t (T) Ножовского (Анохинского) купола, район скважины № 59

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

20

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	0,156	-	-	0,156	-	-	-	-	-
Дизтопливо	34,4		34,4		-	-	-	-	-

Таблица 4.5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
№ по схеме	Наименование оборудования,	Кол-во единиц оборудования, шт/м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
	Устье скважины	1	0,156	0,156	жидкость газ	10-18	22-32
	Емкость с дизтопливом объемом 50м ³	1	34,4	34,4	жидкость газ	Атм.	5÷15

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

21

5. Описание технических решений по обеспечению безопасности

5.1. Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

Для предупреждения нефтегазоводопроявлений контроль за скважиной, который должен включать три стадии (линии) защиты:

-первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного давления столба жидкости;

-вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

-третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

1. После спуска технической колонны, при бурении ниже которой ожидается вскрытие нефтяных и водоносных горизонтов, на устье должно быть смонтировано противовыбросовое оборудование.

2. 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.

3. Перед вскрытием первого флюидосодержащего пласта с возможным флюидопроявлениями провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений в соответствии с планом ликвидации аварии, учебную тревогу «Выброс».

4. Проверить состояние буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений.

5. Проверить наличие в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимого на случай ГНВП запаса материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с рабочим проектом, готовность оборудования к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запаса путем приготовления или завоза на буровую.

6. При обнаружении газонефтепроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать руководство буровой организации, противофонтовую службу. После герметизации снять показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

7. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

8. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между ведущей

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

22

трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй - резервным. Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии. Опрессовка кранов шаровых и клапанов обратных производится один раз в 6 месяцев.

9. Перед предполагаемым вскрытием продуктивного горизонта и на протяжении всего последующего периода углубления скважины, 1 раз в сутки проверять работоспособность плашечных превенторов и задвижек на открытие и закрытие.

10. Перед началом бурения и после него, а также в отдельных интервалах, указанных в проекте на строительство скважины, производить промывку продолжительностью не менее одного цикла с замером удельного веса промывочной жидкости.

11. При поступлении флюида в процессе промывки или бурения скважины в буровой раствор и снижении плотности бурового раствора от требований ГТН поднимать бурильную колонну из скважины запрещается до устранения отступлений.

12. При снижении плотности промывочной жидкости вовремя ее циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принять меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора, созданию противодействия на пласт при помощи регулируемых штуцеров, при закрытом плашечном превенторе и к доведению параметров раствора до указанных в ГТН.

13. При обнаружении перелива бурового раствора из скважины (когда в ней отсутствовала циркуляция), при подъеме бурильного инструмента, повышения уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения или промывки, а также при поглощении промывочной жидкости с последующим нефтегазопроявлением, немедленно загерметизировать трубное пространство и устье скважины путем закрытия шарового крана, установленного под ведущей трубой, и плашечного или универсального превентора.

14. В случае поглощения бурового раствора и при наличии газонефтеводопроявления подъем инструмента из скважины запрещается до устранения перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

15. Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5 – 2 м³ более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

23

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 $0,5\text{ м}^3$ 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 10 м^3 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.

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH			

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 наваренным 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.

25. Для предотвращения возникновения аварийной ситуации, связанной с потерей герметичности емкости с ГСМ предусмотрено:

- Хранение запаса дизельного топлива и смазочного масла для буровой на складе ГСМ.

Вокруг склада предусмотрено замкнутое земляное обвалование с гидроизоляцией цементно-бентонитовой пастой. Высота земляного обвалования 1,0 м. (п.4.2 ГОСТ Р 53324-2009);

- Резервуар для дизельного топлива оборудуется молниезащитой, дыхательными клапанами типа КДС-250-50 и мерными рейками, средствами пожаротушения, включая огнетушители и мотопомпу;

- Дизельное топливо хранится в одном стальном горизонтальном резервуаре согласно ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия».

- Наполнение резервуара дизельным топливом осуществляется от автоцистерн АЦ-18 на шасси КАМАЗ 65224-53 со встроенными насосами типа СВН-80 для подачи дизельного топлива до топливных емкостей дизельных агрегатов;

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

25

- Оборудование резервуара с дизельным топливом запорной арматурой по ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»;

- Подача дизтоплива к энергоблоку с АД осуществляется от склада ГСМ по наземному топливопроводу, с использованием насоса типа СВН-80. Трубопровод выполнен из негорючих материалов, в соответствии п.6.3.23 СП 231.1311500.2015.

- Хранение моторного масла предусматривается в бочках на складе ГСМ, совместно с резервуарами хранения дизельного топлива, в общем обваловании высотой 1,0 м. В соответствии с п. 7.8 СП 155.13130.2014 бочки хранения моторного масла отделяются дополнительным валом высотой 0,8 м от остальных резервуаров с нефтепродуктами.

- Емкости с дизельным топливом установлены на фундамент, исключая прогиб и деформацию стенок;

- В процессе строительства скважин осуществляется проведение периодических наружных осмотров емкости с ГСМ, фланцевых соединений, запорной арматуры;

- Для перехода через обвалование на противоположных сторонах обвалования предусмотрены две лестницы-переходы шириной не менее 0,7м (п. 7. СП 155.13130.2014);

- по периметру склад ГСМ оснащается датчиками сигнализаторов дозрывных концентраций (ДВК), срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

- Обогрев блока ГСМ не предусматривается, так как в процессе строительства используется топливо, соответствующее сезону года.

- По окончании строительства скважин, склад ГСМ демонтируется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH			26

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

В соответствии с Постановлением Правительство Российской Федерации от 31.12. 2020 г. № 2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», разрабатывается 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).

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:

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

27

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

γ – сорбирующая способность сорбента равная $2-30 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для расчетов принимается $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

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 бульдозерами. После чего происходит вывоз замазученного нефтью слоя почвы на утилизацию.

В качестве вспомогательных средств, которые могут задержать распространение нефти, используют природные и искусственные сорбенты: торф, полимерные материалы, древесные стружки, опилки, песок. Сорбирующие вещества, насыщенные нефтью и другими загрязнителями, удаляются с поверхности почвы и отвозятся в места захоронения отходов.

При ликвидации разливов нефти в зимний период снег является прекрасным сорбентом, и впитавшуюся в него нефть поджечь крайне сложно. Если толщина снежного покрова не более 30см, рекомендуется следующая технология. В центр нефтяного загрязнения прорывается траншея, далее в центре освобождается от снега площадка примерно 1 м^2 , на которую выливается порядка 5 литров свежей нефти. Траншея засыпается вновь снегом, который по возможности утрамбовывается. По периметру загрязнения расчищают полосу шириной в 1м от снега и прокладывают канаву $0,5 \times 0,5 \text{ м}$ для сбора талой воды. Далее поджигается нефть в центре пятна. При её сгорании происходит таяние снега и выгорание впитавшейся нефти. Эффективность сжигания до 80% в зависимости от типа нефти. Технология наиболее эффективна для свежеразлитых нефтей.

Если площадь пятна мала или снег покрыт несколькими небольшими пятнами, возможна другая технология. Загрязнённый снег сгребается в кучи высотой до 1 метра, вокруг каждой кучи делают барьеры из чистого утрамбованного снега (желательно облить снег водой со стороны кучи и дать образоваться корке льда), и затем куча поджигается с помощью сырой нефти или дизельного топлива.

При толщине снега более 0,5 метра непосредственное сжигание невозможно. Необходимо очистить площадку для сбора загрязнённого снега. При снятии загрязнённого снега надо стремиться захватывать как можно меньше чистого снега, так как это снижает процент выгорания нефти. Далее нефть выжигается.

Для предупреждения аварий и выбросов опасных веществ: предусмотрено:
 - своевременное проведение периодических осмотров оборудования;

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

28

- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий;
- наличие исправных средств пожаротушения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2021/354/ДС38-РД-АВ1.1.ТСН	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.		Дата

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 разлива 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист 30
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

Таблица 6.1. Матрица "частота - тяжесть последствий"

Частота возникновения событий, год ¹		Тяжесть последствий событий			
		Катастрофическое событие	Критическое событие	Некритическое событие	Событие с пренебрежимо малыми последствиями
Частое событие	>1	А	А	А	С
Вероятное событие	1-10 ⁻²	А	А	В	С
Возможное событие	10 ⁻² -10 ⁻⁴	А	В	В	С
Редкое событие	10 ⁻⁴ -10 ⁻⁶	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	<10 ⁻⁶	В	С	С	Д

Градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта, невозможному ущербу окружающей среде;
- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей среде;
- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

31

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

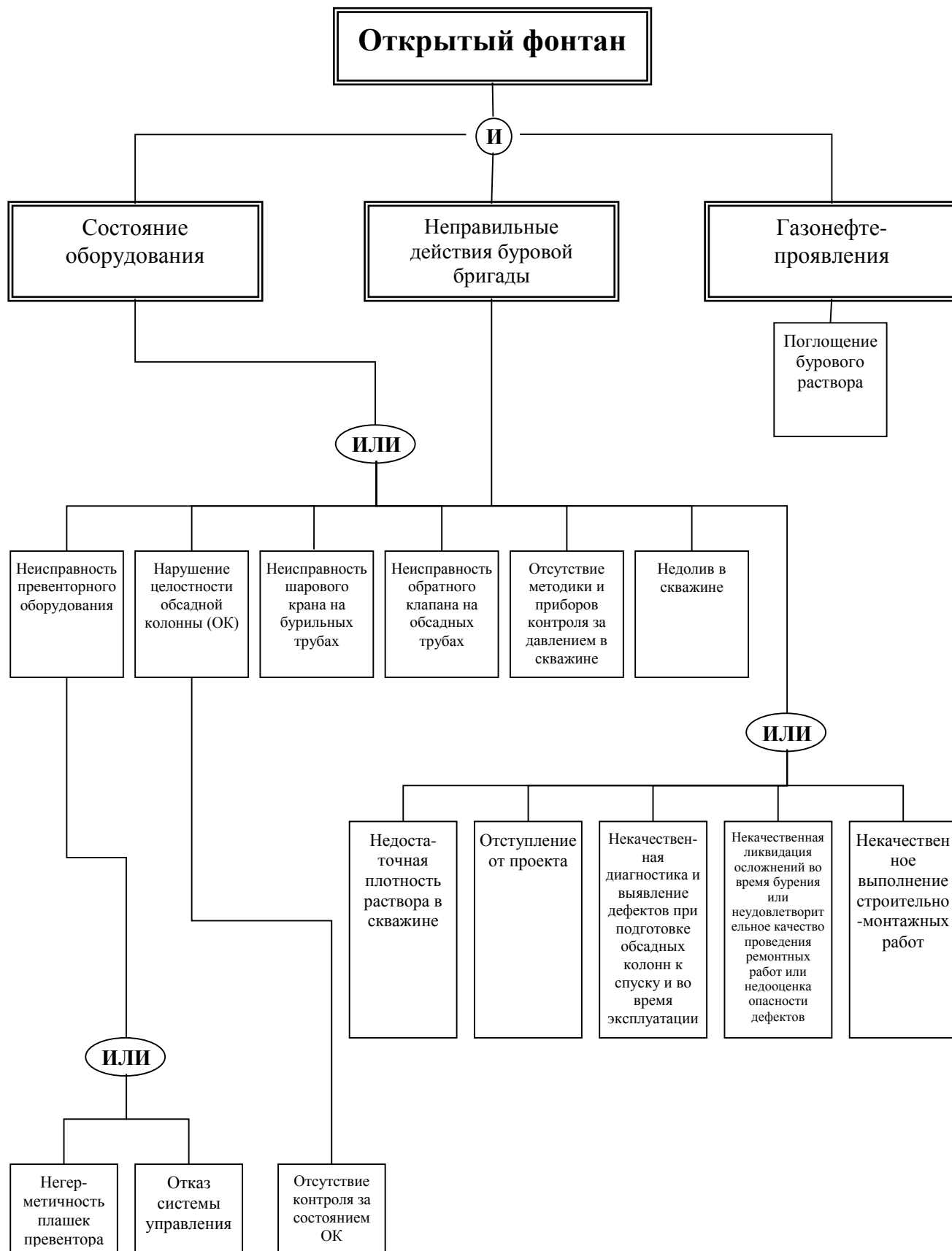


Рисунок 1 – «Дерево отказов»

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

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 (С₁) – выброс (открытый фонтан), разлив опасных веществ (нефть, попутный нефтяной газ), сопровождающийся загрязнением окружающей природной среды.

Сценарий 2 (С₂) – 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 (С₃) – 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 ₁ Экологическое загрязнение, образование зон загазованности	Полная или частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды – ОПС (за счет испарения) → токсичное поражение персонала.
С ₂ 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 ₃ 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.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

34

Впоследствии, это приводит к разливу нефти → испарению → образование топливовоздушной смеси → взрыв ТВС (при появлении источника инициирования) → поражение ударной волной.

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

А). Открытый фонтан. Под последствием опасного события понимается открытый фонтан, а частота этого события рассматривается как степень риска.

Анализ возможных причин возникновения аварий на скважине проводим с помощью «дерева отказов», что позволяет выявить возможные сценарии развития открытого фонтана на проектируемом объекте.

Из приведенного «дерева отказов» видно, по какому сценарию может развиваться аварийная ситуация.

На проектируемом объекте - возможны следующие типовые сценарии развития аварии:

- закрытие превентора → негерметичность плашек превентора → открытый фонтан;
- отказ системы управления превенторным оборудованием → невозможность закрытия превентора → 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 → газоводонефтепроявление → открытый фонтан;
- бурение на растворе с плотностью, меньше необходимой для создания противодействия на пласт → газоводонефтепроявление → открытый фонтан;
- завышение плотности бурового раствора → поглощение бурового раствора → снижение давления в скважине → газоводонефтепроявление → открытый фонтан;
- подъем бурильного инструмента без долива в скважину → снижение уровня жидкости в скважине → снижение давления в скважине → газоводонефтепроявление → открытый фонтан;
- спуск обсадной колонны с закрытым обратным клапаном со скоростью выше допустимой → гидроразрыв пород → уход бурового раствора → отсутствие или неисправность манометров, установленных в КНБК или спускаемых на кабеле → снижение давления в скважине → газоводонефтепроявление → открытый фонтан.

Б) Сценарии развития аварии на складе ГСМ.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Авария на складе ГСМ сопряжена с разлитием хранящегося дизтоплива. Разрушение резервуара в местах сопряжения стенки с днищем резервуара → пролив дизельного топлива в обвалование → испарение дизельного топлива → образование топливоздушнoй 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 разлития	-	+
Взрыв облака ТВС	+	+
Токсичное поражение	возможно продуктами горения	возможно продуктами горения
Экологическое загрязнение	+	+

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

36

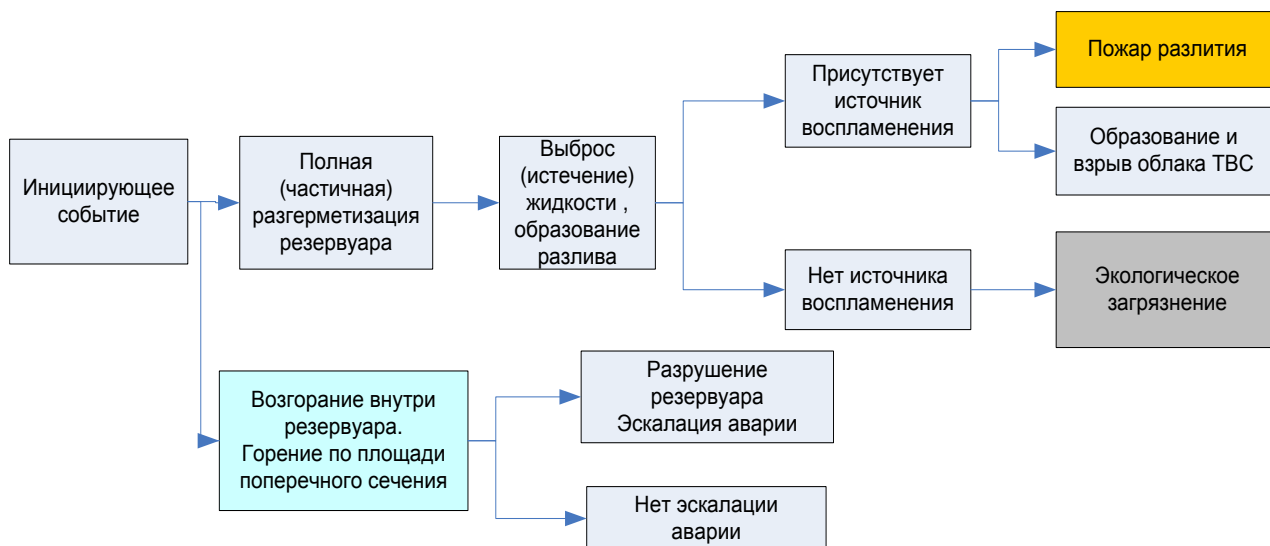


Рисунок 2. Дерево событий при аварии с емкостью на складе ГСМ

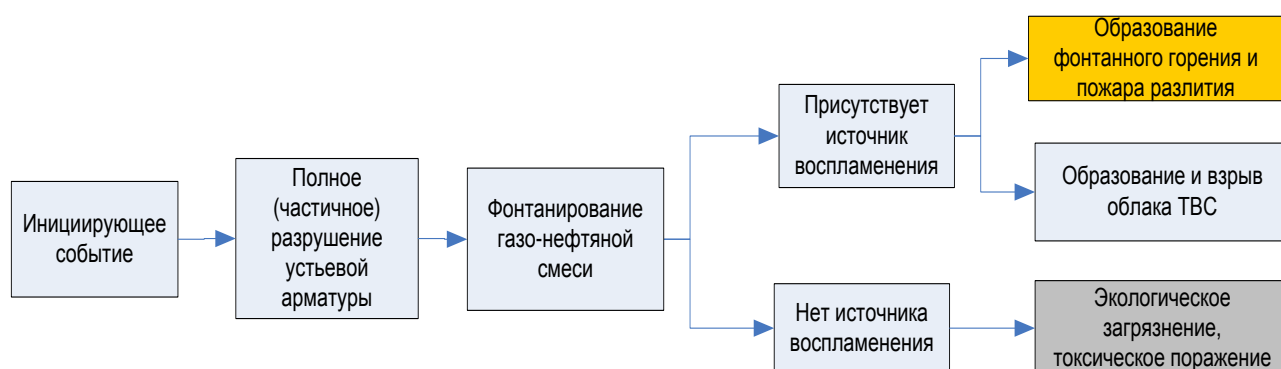


Рисунок 3. Дерево событий аварийных ситуаций на устье скважин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	
						37	

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. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								38
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

6.5 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

В качестве расчетных методов, использовались следующие документы:

- 1) ГОСТ Р 12.3.047-2012 СССБ. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
- 2) СП 12.13130.2009. Свод правил «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
- 3) РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах» приказ Госгортехнадзора России от 29.10.2002 №63.
- 4) Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016г. № 137
- 5) 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.
- 6) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" от 15.12.2020 № 533.

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:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

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;

Таблица 6.4 – Сценарий С₁ - экологическое загрязнение (разлив опасных веществ). Ожидаемое количество опасных веществ, способных участвовать в аварии

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса, т	Площадь пролива, м ²
Буровая установка (устье скважины)	Нефть	0,156	18,2
Склад ГСМ (емкость 50м ³)	Дизтопливо	34,4	132

Таблица 6.5 Сценарий С₃ - взрыв облака ГВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва, тепловое излучение

Оборудование	Масса, т	
	Участвующего в аварии	Образующего поражающий фактор
Буровая установка (устье скважины)	0,156	0,78
Склад ГСМ	34,4	34,4

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

40

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 , м² принимается из расчета: 1 литр потерянной жидкости разливается на 0,10 м² (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, м².

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

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 С₂)

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
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
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 ²
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 ²
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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

43

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 – Сценарий С₂ - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м				
	Радиус зоны пламени	I = 10,5 кВт/м ²	I = 7,0 кВт/м ²	I = 4,2 кВт/м ²	I = 1,4 кВт/м ²
Буровая установка (устье скважины)	2,40	9,1	11,7	15,6	27,5
Склад ГСМ (емкость 50м ³)	6,5	14,7	19,3	26,0	46,1

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

44

7.3. Расчет вероятных зон действия поражающих факторов от ударной волны при взрыве ТВС в открытом пространстве (сценарий С₃)

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 – Сценарий С₃ – 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)	7,5	11,0	18,9	55,0	110,1
Склад ГСМ (емкость 50м ³)	6,9	8,3	13,9	22,2	112,0

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	45

8 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии

Методика расчета количества пострадавших представлена в руководстве «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», от 11.06.2016г. № 144.

Плотность распределения персонала определялась следующим образом: считается, что люди равномерно распределены по территории проектируемого объекта, за исключением некоторых мест, где заранее известно, что в данном месте всегда находится n-ое количество человек. Людские потери определяются по формуле:

$$N_i = R_i \cdot S_i,$$

где N_i - величина потерь в i зоне, чел.;

R_i – плотность распределения персонала в i зоне поражения, чел./м²;

S_i – площадь i зоны, м².

Таблица 8.1. Количество погибших и раненых при реализации поражающих факторов аварий.

Оборудование	Сценарий	Количество людей, находящихся на площадке (в смене)	Количество людей, находящихся в месте аварии	Количество пострадавших		
				Всего	в том числе	
					Смертельных	Санитарных
устье скважины (газонефтепроявление)	С1	9	2	2	0	1

Летальный исход при сценарии С1 маловероятен, так как признаки газонефтепроявления отмечаются ранее, появлением в промывочной жидкости, выходящей из скважины, следов нефти и газа. Проектом предусмотрен постоянный контроль параметров промывочной жидкости.

Пострадавшие среди третьих лиц не ожидаются в связи с отсутствием третьих лиц.

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

46

9 Экологический ущерб

Для расчета экологического ущерба окружающей среде применялись следующие нормативные документы:

- 1) Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей природной среды».
- 2) Федеральный закон от 08.12.2020 № 385-ФЗ «О федеральном бюджете на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов».
- 3) Постановление Правительства РФ от 3.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду»
- 4) Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 №913 "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 (приказ Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды от 05.03.97 № 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 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								47
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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, тыс. руб.		Экологический риск, тыс. руб./год
			при испарении	при горении	
Устье скважины	Полный выброс	-	225	754	3,77E-03
Емкость с дизтопливом	Полное разрушение	-	49536	38844	2,31E-03
	частичное		17	19196	4,97E-04

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH							48
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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 иницирующего 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 ⁻¹	Источник данных
Разгерметизации устья скважины (открытый фонтан)	Полное	$5 \cdot 10^{-3}$	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019
Емкостное оборудование без избыточного давления	Полное разрушение	$1,00 \cdot 10^{-5}$	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019
	Частичное разрушение (утечка)	$1,00 \cdot 10^{-4}$	

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

49

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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH			50

Таблица 10.3– Вероятности аварийных ситуаций

Наименование составляющей	Наиболее опасный/вероятный сценарий	Вероятность сценария
<i>Наиболее вероятный сценарий – взрыв ТВС</i>		
Устье скважины	C ₃	1,17·10 ⁻⁶
<i>Наиболее опасный сценарий – пожар разлива</i>		
Разгерметизация емкости с ГСМ	C ₂	7,21·10 ⁻⁶

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:

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

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 Δp – избыточное давление, Па;

i – импульс волны давления, Па·с.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

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/м².

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/м²), 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⁻¹;

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 1×10^{-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.

Коллективный риск – определяет масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

52

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>
Площадка куста № 330	1,43E-08	7,14E-09

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
			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 ГВС → 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 противодавления 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 → отсутствие или неисправность манометров, установленных в КНБК или спускаемых на кабеле → снижение давления в скважине → газодонефтепроявление → открытый фонтан.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

54

Отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ).

Эксплуатация проектируемых объектов будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличие в проектируемых объектах пожаровзрывоопасных веществ (нефти, попутного нефтяного газа);
- давление, при котором происходят буровые работы, способствует тому, что любые повреждения оборудования могут стать причиной разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожаров разлития.

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемых объектах.

Наиболее опасный сценарий:

- разгерметизация емкости с дизтопливом, вероятность разгерметизации аварии – $1,00 \cdot 10^{-4}$ в год, вероятность полной разгерметизации $1,00 \cdot 10^{-5}$ в год, погибших – нет, пострадавших – нет.
экологический риск – $2,31 \cdot 10^{-3}$ тыс. руб./год.

Наиболее вероятный сценарий:

- разгерметизация устья скважины (открытый фонтан), выброс нефти и ее растекание, воспламенение при наличии источника инициирования - частота аварии – $5,00 \cdot 10^{-3}$ в год, экологический риск – $3,77 \cdot 10^{-3}$ тыс. руб./год.
погибших – нет, пострадавших – 1 человека.

При аварии на проектируемых объектах последствия могут быть следующими:

- поражение человека при выбросе пластового флюида из скважины под давлением

Обобщенный уровень безопасности объекта можно оценить по таблице, представленной ниже, в которой приведена матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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,			Зона	
1-10 ⁻¹	необходимы неотложные меры по			жесткого	контроля,
10 ⁻¹ -10 ⁻²	уменьшению риска		необходима оценка		
10 ⁻² -10 ⁻³	целесообразности			Зона приемлемого	
10 ⁻³ -10 ⁻⁴	мер по уменьшению		риска, нет		
10 ⁻⁴ -10 ⁻⁵	риска		необходимости в мероприятиях		
10 ⁻⁵ -10 ⁻⁶	по уменьшению риска				

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.**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	56

11.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

Подробный перечень мероприятий по предупреждению аварийных выбросов при нефте-газо-водопроявлениях, представлены в главе 15.4 тома IOS 3.4.

Для обеспечения безопасности ведения буровых работ и уменьшение риска аварий, проектом предусматривается:

1. Тип и параметры бурового раствора определены из расчета гидростатического давления в скважине, превышающего текущее пластовое давление на 5-10%.

2. Для предупреждения нефтегазоводопроявлений и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб производится, долив бурового раствора в скважину (постоянно). Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

3. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией при газонефтепроявлениях.

4. Тип превенторной установки, манифольда, гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем предусмотрены в проекте по утвержденной схеме обвязки устья скважины.

5. После спуска технической колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спуске бурильной колонны и без нее.

6. Противовыбросовое оборудование собирается из узлов и деталей заводского изготовления. Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на БПО организации в соответствии с техническими условиями (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованными с противодонной службой.

7. Превенторы периодически проверяются на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже 1 раза в месяц.

8. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны.

9. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

11. Буровой мастер 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

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

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

Контроль воздушной среды

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 газоанализаторов (п. 1397 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ №534 от 15.12.2020).

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 предельно допустимой концентрации (ПДК), отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 30 минут.

Дальнейшие работы должны быть прекращены до устранения причины загазованности, а все члены буровой бригады должны надеть противогазы, выйти из загазованной зоны. 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								58
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Перечень газоанализаторов и места установки датчиков приведены в таблице 11.1.

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 –Г	<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 подвышечного 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 вибросит на высоте 0,7 м от их поверхности; - в мечте установки дегазатора, при его размещении в отдельном помещении; -у приемных емкостей.	CH4 – 5 шт. H2S -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 подвышечного 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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

59

Проектом представлен перечень некоторых типов газоанализаторов (конкретный выбор делается заказчиком). При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

Все оборудование КИПиА имеет сертификат соответствия и разрешения на применение на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Первичные приборы (датчики ПДК и ДВК) в помещениях устанавливаются в соответствии с плотностями газов и паров в местах наиболее вероятного проявления загазованности.

В производственных помещениях датчики ПДК устанавливают в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200м² площади, но не менее 1 датчика на помещение.

На скважине предусмотрены:

1) световые сигналы от датчиков ПДК сероводорода – на рабочей площадке у кабины бурильщика; в насосном помещении у пульта управления; у вибростата; в культбудке;

2) звуковые сигналы от группы датчиков ПДК.

Согласно п. 1400 ПБНГП стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления, станцию ГТИ) и по месту установки датчиков. Стационарные газосигнализаторы должны проходить проверку в соответствии с ПБНГП.

Помещения производственных объектов оборудованы постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, а также системой аварийной вентиляции, сблокированной с приборами контроля состояния воздушной среды для автоматического включения при превышении ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны. В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения (п.1394 ПБ ГНП).

Вторичные блоки газоанализаторов располагаются в помещении станции ГТИ, где обеспечивается постоянное дежурство оператора.

Автоматические газоанализаторы блокируются с устройствами световой и звуковой сигнализации, оповещающей персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, достигших 20% НКПРП. Автоматическое блокирование следует предусматривать для включения систем аварийной вентиляции при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих ПДК или ДАК, а также концентраций горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 10% НКПРП газо-, паро-, пылевоздушной смеси. (СП 60.13330.2020).

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

60

Дополнительно контроль воздушной среды организован переносными газоанализаторами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

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 положении район работ Ножовского месторождения расположен на территории Чагинского муниципального округа Пермского края, в ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Проезд к объектам Ножовского месторождения осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Казань», «Б.Соснова-Частые», по гравийной дороге «Частые-Бабка» далее по проселочным и промысловым дорогам.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки. Площадка куста скважин №330 с площадкой АЗ №1 расположена в 2.2 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.7 км юго-восточнее н.п. Поздышки.

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 – 0 чел., от теплового излучения – 0 чел.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
4. Постановление Правительства от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 534.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" приказ Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 533.
7. 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.
8. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 137 от 31.03.2016г.
9. ГОСТ Р 22.0.01-2016. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения».
10. ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения».
11. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».
12. 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».
13. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов» Общие требования. Методы контроля.
14. ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия».
15. СП 12.13130.2009. Свод правил «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

16. Типовая инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтепроявлений при строительстве скважин на нефть и газ. Госгортехнадзор от 16.11.88г.
17. 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.
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. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH	Лист
								64
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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

2021/354/ДС38-PD-AB1.1.TCH

Лист

65

Графическая часть

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.ТЧ

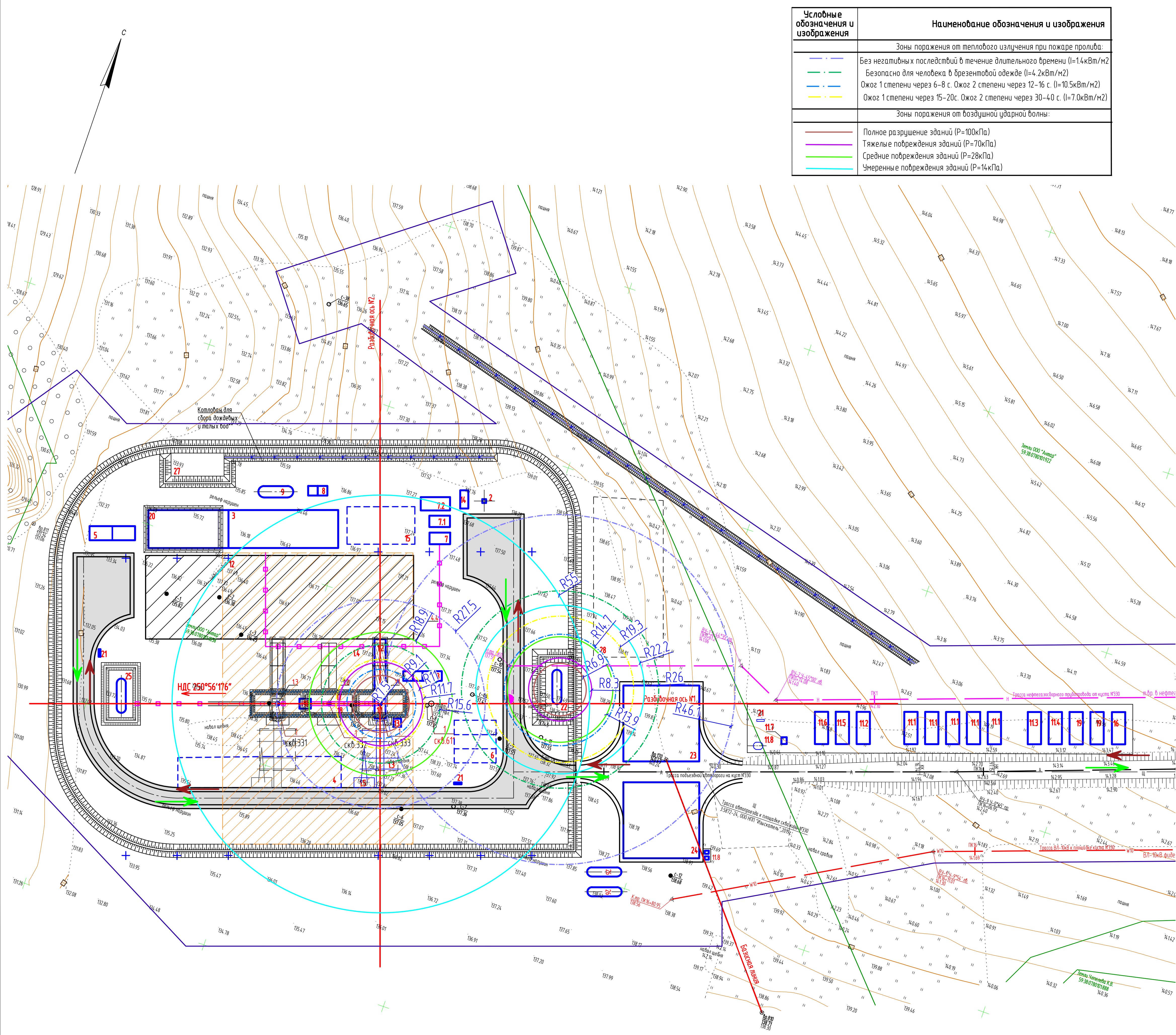
Лист

66

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
Зоны поражения от теплового излучения при пожаре пролиба:	
	Без негативных последствий в течение длительного времени (I=1.4кВт/м2)
	Безопасно для человека в брезентовой одежде (I=4.2кВт/м2)
	Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с. (I=10.5кВт/м2)
	Ожог 1 степени через 15-20с. Ожог 2 степени через 30-40 с. (I=7.0кВт/м2)
Зоны поражения от воздушной ударной волны:	
	Полное разрушение зданий (P=100кПа)
	Тяжелые повреждения зданий (P=70кПа)
	Средние повреждения зданий (P=28кПа)
	Умеренные повреждения зданий (P=14кПа)

Экспликация зданий и сооружений		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые:	
1	Устье строящейся скважины	
2	Площадка водозаборной скважины	

Экспликация оборудования и площадок		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Зона размещения подвижного технологического оборудования		
1.1	Основание буровое	
1.2	Мобильная буровая система (АРБ 100)	
1.3	Приемный мост	
1.4	Коммуникации	
1.5	Кран-балка	
Зона размещения стационарного технологического оборудования		
3	Площадка циркуляционной системы	
4	Площадка для складирования оборудования, металлолома	
5	Энерголок с АД-200 (2 шт)	
6	Стеллажи для труб	
7	Площадка электрокотельной и оборудования	
7.1	Емкость для тех. воды V=25м3 для электрокотельной	
7.2	Площадка под инструмент	
8	Шламоприемник V=4 м3 (6 шт.)	
9	Емкость для запаса технической воды V=50 м3	
10	Блок глушения и дресселирования	
11	Площадка бытовых и административных помещений:	
11.1	Вагон-дом для проживания - 5 шт.	
11.2	Вагон-столовая	
11.3	Вагон для отдыха	
11.4	Вагон для ИТР	
11.5	Вагон-сушилка	
11.6	Вагон-баня	
11.7	Уборная	
11.8	Канализационная емкость	
11.9	Контейнеры для бытовых отходов	
12	Место для крепления якоря оптяжки буровой установки	
13	Гидростанция ПВО	
14	Дизель-генераторная станция Caterpillar	
15	Площадка для складирования бурового оборудования и хим. реагентов	
16	Партия ГТИ	
17	Линия глушения	
18	Линия дресселирования	
19	Вагон супервайзера - 2 шт	
20	Площадка насосно-прибывного блока	
21	Место размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
22	Площадка склада ГСМ с емкостью V=50 м3	
23	Стойка спец. агрегатов и транспорта	
24	Площадка для размещения пожарной техники	
25	ПВО - емкость V=40 м3	
26	Емкость для пожаротушения V=63 м3-2 шт.	
27	Котлован для сбора дождевых и талых вод	
28	Место для складирования растительного грунта	



1 Разбивка проектируемых сооружений дана от базисной линии и разбивочных осей М1 и М2, привязанных к базисной линии. Базисная линия проведена через точки **вр 811** и **вр 812**, закрепленные на местности.

- направление вбоя и перенесения аварийно-спасательных сил

- пути эвакуации персонала

					2021/354/ДС38-РД		
					Строительство и обустройство скважин Ножковской площади		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разработ.	Гайворонская						
Проверил	Константинов				02.22	Инженерное обеспечение на период бурения куста № 330	Старая Лист Листов
						Производственные площадки без покрытий	П 2 1
Нач. сект.	Константинов				02.22		
Н. контр.	Константинов				02.22	Разбивочный план, план благоустройства территории, свободный план инженерных сетей	
					НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
					Формат А1		

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