



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ**

**“ПРОМПРОЕКТ”**



СТО Газпром 9001



СЕРТИФИКАТ РОСС RU:ФК42.0002  
ГОСТ Р ИСО 9001-2015

**Заказчик – ООО «Белкамнефть»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
Расширение куста №141»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 13 Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами**

**Часть 2. Промышленная безопасность**

**1800-ПБ**

**Том 13.2**

**2023**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ

**“ПРОМПРОЕКТ”**



СТО Газпром 9001



СЕРТИФИКАТ РОСС RU-ФК42.0002  
ГОСТ Р ИСО 9001-2015

**Заказчик – ООО «Белкамнефть»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
Расширение куста №141»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами**

**Часть 2. Промышленная безопасность**

**1800-ПБ**

**Том 13.2**

Главный инженер

Л. Б. Бесогонов

Главный инженер проекта

А.В. Исенеков

**2023**

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование разделов	Примечание
1800-ПБ-С	Содержание тома	2
1800-ПБ.ТЧ	Текстовая часть	3
1800-ПБ.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1 Ситуационный план организации земельного участка. Зоны действия поражающих факторов. М 1:500	70

Состав проектной документации см. арх. 1800-СП.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						1800-ПБ-С			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П	1	1
Разраб.		Петухов					<b>ООО ПКИ</b> <b>«Промпроект»</b> 		
Проверил		Гусева							
Нач.отд.		Петухов							
Н.контр.		Щепина							
ГИП		Исенеков							

## СОДЕРЖАНИЕ

1	ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	2
2	ОПИСАНИЕ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА .....	5
3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛАССА ОПАСНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА.....	6
4	ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ ПЕРСОНАЛА ОБЪЕКТА ПО ЕГО АДМИНИСТРАТИВНЫМ ЕДИНИЦАМ И СОСТАВЛЯЮЩИМ С УКАЗАНИЕМ СРЕДНЕЙ ЧИСЛЕННОСТИ И ЧИСЛЕННОСТИ НАИБОЛЬШЕЙ РАБОТАЮЩЕЙ СМЕНЫ.....	8
5	ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ БЛИЗЛЕЖАЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ ОКАЗАТЬСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ АВАРИИ С УКАЗАНИЕМ УДАЛЕННОСТИ И ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА.....	9
6	ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ БЛИЗЛЕЖАЩИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ, КОТОРЫЕ МОГУТ ОКАЗАТЬСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ГИПОТЕТИЧЕСКОЙ АВАРИИ С УКАЗАНИЕМ УДАЛЕННОСТИ ОТ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА И ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ .....	9
7	ХАРАКТЕРИСТИКА ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ.....	10
8	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПО СОСТАВЛЯЮЩИМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА .....	14
9	ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙ И НЕПОЛАДОК, ИМЕВШИХ МЕСТО НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ .....	14
10	ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙ, ИМЕВШИХ МЕСТО НА ДРУГИХ АНАЛОГИЧНЫХ ОБЪЕКТАХ ИЛИ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЩАЮЩИМИСЯ ОПАСНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ.....	14
11	АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ПРОИЗОШЕДШИХ АВАРИЙ .....	17
12	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИН И ФАКТОРОВ, СПОСОБСТВУЮЩИХ ВОЗНИКНОВЕНИЮ И РАЗВИТИЮ АВАРИЙ .....	20
13	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПОВЫХ СЦЕНАРИЕВ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ .....	22
14	ОБОСНОВАНИЕ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ РАСЧЕТА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ РИСКА.....	25
15	ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ, УЧАСТВУЮЩИХ В АВАРИИ.....	32
16	РАСЧЕТ ВЕРОЯТНЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ .....	34
17	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ЧИСЛА ПОСТРАДАВШИХ ИЗ ЧИСЛА ПЕРСОНАЛА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОЕКТИРУЕМОГО КУСТА СКВАЖИН.....	41
18	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ЧИСЛА ПОСТРАДАВШИХ ИЗ ЧИСЛА ПЕРСОНАЛА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНОЙ БРИГАДЫ .....	46
19	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО УЩЕРБА.....	46
20	ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ, ВКЛЮЧАЮЩАЯ ДАННЫЕ О ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙ, ПОКАЗАТЕЛЯХ РИСКА ПРИЧИНЕНИЯ ВРЕДА РАБОТНИКАМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА И ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ.....	55
21	ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ .....	61

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1800-ПБ.ТЧ

Изм.	Колуч.	Лист	№дож.	Подп.	Дата

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	67
<b>ООО ПКИ</b> <b>«Промпроект»</b>		
		

## 1 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

- 1 Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ. “О промышленной безопасности опасных производственных объектов”.
- 2 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 3 Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 4 Федеральный закон от 21 декабря 1994 года N 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера"
- 5 Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи».
- 6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».
- 7 «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».
- 8 СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- 9 СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
- 10 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 11 ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов.
- 12 ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 13 ГОСТ 12.0.004-2015. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№доку.		Подп.

- 14 ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
- 15 РД 13.020.00-КТН-148-11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах.
- 16 СП 14.13330.2014 Актуализированная редакция СНиП II-7-81\* «Строительство в сейсмических районах. М. 2011г.
- 17 СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»: Актуализированная редакция СНиП II-89-80\*.
- 18 ГОСТ Р 22.0.05-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.
- 19 ГОСТ Р 22.1.01-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения.
- 20 СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология и геофизика. М.1997г. Актуализированная версия.
- 21 Методика оценки последствий химических аварий (ТОКСИ).
- 22 Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Утв. Минтопэнерго РФ 01.11.95г. Согласована с департаментом Государственного экологического контроля Минприроды РФ. М.1996г.
- 23 Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов. М.1997г.
- 24 ГН 2.1.6.1338-03 Гигиенические нормативы. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. М.2003г.
- 25 ГН 2.2.5.1313-03 Гигиенические нормативы. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.2003г.
- 26 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 27 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены Постановлением Правительства РФ №1479 от 16 сентября 2020 года.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							3
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- 28 Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утверждена приказом Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий № 404 от 10.07.2009 г.
- 29 СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
- 30 Вредные вещества в промышленности. Под редакцией Лазарева Н.В., Л., Химия, 1976г.
- 31 Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводороды. Справочник под редакцией В.А.Филатова и др., Л., Химия, 1990г.
- 32 И.Ф. Безродный, А.Н. Гилетич, В.А. Меркулов, В.П. Молчанов, А.Н. Швырков Тушение нефти и нефтепродуктов. Справочник. М.1996г.
- 33 А.Я. Корольченко. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник. I и II часть. М. Ассоциация «Пожнаука», 2000г.
- 34 Периодическое издание «Нефтегазовое дело». №1 за 2013г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

## 2 ОПИСАНИЕ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти обеспечивает добычу, сбор, подготовку и транспортировку подготовленной нефти.

Район работ расположен в Каракулинском районе Удмуртской Республики.

Проектом разрабатывается документация на обустройство добывающей скважины №13736Г на кусте скважин №141 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения с соблюдением норм промышленной и экологической безопасности в условиях работающего предприятия с непрерывным действующим процессом 365 дней в году.

Общее количество добывающих скважин на кусте – 10 шт, в том числе:

- существующих добывающих - 9 шт.;
- проектируемых добывающих скважин – 1 шт.

Максимальная годовая добыча нефти по кусту № 141 – 8,431 тыс. т.

Максимальная годовая добыча жидкости по кусту № 141 – 35,697 тыс. куб.м.

Таблица 2.1 – Перечень рассматриваемых скважин и трубопроводов

Номер скважины	Назначение скважины	Дебит по жидкости, куб.м/сут	Давление на устье, МПа	Длина выкидного трубопровода, м	Диаметр выкидного трубопровода, мм
<i>Существующие скважины</i>					
13429	Добывающая	7,7	не более 4,0	125,6	89х6
13430	Добывающая	6,2	не более 4,0	38,3	89х6
13431	Добывающая	4,9	не более 4,0	54,7	89х6
13439	Добывающая	3,9	не более 4,0	85,3	89х6
13441	Добывающая	3,6	не более 4,0	141	89х6
13442	Добывающая	7,5	не более 4,0	81,8	89х6
13443	Добывающая	4,0	не более 4,0	26,5	89х6
13444	Добывающая	2,6	не более 4,0	98,3	89х6
13440	Добывающая	0,0	В консервации		
<i>Проектируемые скважины</i>					
13736Г	Добывающая	57,3	не более 4,0	125	89х6

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							5

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛАССА ОПАСНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Объектами проектирования, содержащими опасные вещества является площадка куста скважин №141

Таблица 3.1 – Классификация наружных установок по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование сооружений	Категория наружной установки по пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Класс взрывоопасных зон по ГОСТ 30852.9-2002 и по ФНиП ПБ в НПП	Категория (по ГОСТ 30852.11-2002) и группа (по ГОСТ 30852.5-2002) взрывоопасной смеси
Устье нагнетательной скважины	ДН	-	-	-
Устье добывающей скважины	АН	В-Іг	2	ПА-Т3
Емкость производственных стоков	АН	В-Іг	1, 2	ПА-Т3

Таблица 3.2 – Классификация зданий по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование сооружений	Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Класс взрывоопасных зон по ГОСТ 30852.9-2002 и по ФНиП ПБ в НПП	Категория (по ГОСТ 30852.11-2002) и группа (по ГОСТ 30852.5-2002) взрывоопасной смеси
Технологический блок АГЗУ	А	А	В-Іа	1,2	ПА-Т3
Аппаратурный блок АГЗУ	В3	В	П-Іа	-	-
Блок дозирования реагентов	А	А	В-Іа	1,2	ПА-Т3

Данные о распределении опасных веществ по проектируемым составляющим приведены в таблице 3.3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

Таблица 3.3 – Данные о распределении опасных веществ по проектируемым составляющим

Наименование технологического оборудования	Количество опасного вещества, т.	Фактические условия содержания опасного вещества		
		Агрегатное состояние	P <sub>сист</sub> , МПа	T, °C
<b>Проектируемые объекты</b>				
Выкидная линия скважины №13736Г (Ø 89X6.0 – 125 м)	0,153	Водонефтегазовая эмульсия	4,0	10-20
<b>Итого по проектируемым сетям</b>	<b>0,153</b>			
<b>В существующих сетях</b>	<b>177,826</b>			
<b>Всего по системе нефтепромысла</b>	<b>177,956</b>			

Согласно представленного заказчиком свидетельства о регистрации ОПО от 28.06.2021г., Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти зарегистрирована как ОПО III класса опасности рег. номер А46-05108-0043 (см. прил.А). Количество опасных веществ согласно представленных сведений характеризующих данный ОПО не превышает 177,826 т. (см. прил.Б)

В совокупности с проектируемыми сетями сумма опасных веществ на ОПО «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти» составит 177,979 тонны, что позволяет на основании приложения 2 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 №86-ФЗ отнести проектируемый объект ко III классу опасных производственных объектов. Соответственно класс опасности Системы промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти при реализации проектных решений не изменится и разработка декларации промышленной безопасности не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

#### 4 ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ ПЕРСОНАЛА ОБЪЕКТА ПО ЕГО АДМИНИСТРАТИВНЫМ ЕДИНИЦАМ И СОСТАВЛЯЮЩИМ С УКАЗАНИЕМ СРЕДНЕЙ ЧИСЛЕННОСТИ И ЧИСЛЕННОСТИ НАИБОЛЬШЕЙ РАБОТАЮЩЕЙ СМЕНЫ

Обслуживание проектируемого куста №141 используется существующий персонал цеха добычи нефти и газа нефтегазодобывающего управления НГДУ-1, который базируется на территории производственной базы «Вятка». Санитарно-бытовыми помещениями персонал обеспечен. Доставка персонала на рабочее место осуществлена служебным автомобильным транспортом. Дополнительный набор персонала не требуется.

Обход осуществляется 1 раз в сутки оператором (на территории кустов, оператор находится до 3 часов в сутки), в случае необходимости текущего ремонта на объекте находятся 2 оператора и мастер.

Обслуживание проектируемых кустовых площадок скважин и площадок одиночных скважин осуществляется согласно регламентному ведению работ по обеспечению безаварийной эксплуатации нефтяного месторождения.

Доставка персонала на рабочее место осуществляется служебным автотранспортом.

Данные о размещении персонала обслуживающего проектируемый объект по его административным единицам и составляющим с указанием общей численности и численности наибольшей работающей смены приведены в табл.4.1.

**Таблица 4.1 – Данные о размещении персонала обслуживающего объект**

Состав обслуживающего персонала	Место размещения	Численность персонала		
		в сутки, чел.	в смену, чел.	всего, чел.
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	Производственная база «Вятка» (здание АБК)	-	1 (8 часов)	1
Оператор по добыче нефти,газа / обходчик		-	2 (8 часов)	2

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
			1800-ПБ.ТЧ					
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата			

**5 ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ БЛИЗЛЕЖАЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ ОКАЗАТЬСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ АВАРИИ С УКАЗАНИЕМ УДАЛЕННОСТИ И ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА**

Промышленных объектов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, нет.

**6 ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ БЛИЗЛЕЖАЩИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ, КОТОРЫЕ МОГУТ ОКАЗАТЬСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ГИПОТЕТИЧЕСКОЙ АВАРИИ С УКАЗАНИЕМ УДАЛЕННОСТИ ОТ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА И ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ**

Мест массового скопления людей и населенных пунктов, находящихся в возможной зоне действия поражающих факторов нет.

В пределах территории Вятской площади расположены населенные пункты: деревни Кухтино, Сухарево, Боярка, с.Галаново.

Ближайший населенный пункт с. Галаново (533 жителя) находится на расстоянии 3 км от проектируемого объекта.

Возможность попадания в зоны действия ударной волны и теплового излучения пожаров проливов, а также воздействия токсичных и высокотемпературных продуктов сгорания местного населения сведена к минимуму.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									9
1800-ПБ.ТЧ									Формат А4





Таблица 7.2 – Характеристика обращающегося на объекте попутного газа

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1. 1.1 1.2	Название вещества (смеси) - химическое - торговое	Газ попутный (метан -свыше 70% об.) Газ попутный	ОСТ51.40-93
2.	Вид	Газ, без цвета и запаха.	
3. 3.1 3.2	Формула - эмпирическая - структурная	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> H H-C-H (свыше 70%) H	
4.1 4.2	Состав, %об <i>основной продукт</i> Метан Этан Пропан ΣC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ΣC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  ΣC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  <i>примеси (с идентификацией)</i> CO <sub>2</sub> Азот	CH <sub>4</sub> – 5 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – 24,8 C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 34,2 C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> _1 – 6,17 C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> _2 – 10,57 C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> _1 – 2,79 C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> _2 – 2,03  C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> – 0,97  - 9,08	Данные химлаборатории
5. 5.1 5.2 5.3	Общие данные - молекулярный вес -температура кипения, °С (при давлении 101 кПа) - плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	23,12 -161,3 (метан)  1,39	Расчет на основе данных химлаборатории
6. 6.1 6.2 6.3 6.4	Данные о взрыво- пожароопасности - температура вспышки - температура самовоспламенения - температура воспламенения - пределы взрываемости	545 –670  537  640-800 (метан) 4-14,5 % ( в смеси с воздухом )	Справочник "Вредные вещества в промышленности" Т.1, Химия, 1976
7. 7.1 7.2 7.3	Данные о токсической опасности (по метану) - ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> - ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup> - летальная токсодоза	относится к 4-му классу опасности 300  200  -	ГОСТ 9965-76. Перечень и коды загрязняющих веществ.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

12

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
	LCt <sub>50</sub> , мг*мин/л - пороговая токсодоза PCt <sub>50</sub>	-	
8	Реакционная способность	В химические реакции в рабочих условиях не вступает	ОСТ 51.40-93. Газы горючие
9	Запах	Не имеет запаха, если не применен одорант	ОСТ 51.40-93. Газы горючие
10	Коррозионное воздействие	Коррозионная активность низкая	ОСТ 51.40-93. Газы горючие
11	Меры предосторожности	На территории компрессорных цехов и на трассе газопровода необходимо исключить присутствие источников открытого огня. В помещениях цехов необходимо следить за исправностью систем вентиляции и газоанализаторов.	Проект разработки месторождения
12	Информация о воздействии на людей и окружающую среду	Главные опасности связаны: 1) с возможной утечкой и воспламенением газа с последующим воздействием тепловой радиации на людей; 2) с удушьем при 15-16%-м снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом.	ГОСТ ССБТ 12.1.005-88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
13	Средства защиты	Специальных индивидуальных средств защиты в компрессорных цехах и на трассе газопровода не требуется	ГОСТ ССБТ 12.1.005-88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	В силу малотоксичности попутного газа химические методы не предусмотрены. При утечке газа в помещении цехов включается аварийная вентиляция	ГОСТ ССБТ 12.1.005-88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника.	Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве РФ

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

1800-ПБ.ТЧ

Лист

13

## 8 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПО СОСТАВЛЯЮЩИМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Принятая технологическая система сбора и транспорта нефти предусматривает сбор продукции с кустов скважин под устьевым давлением по нефтепроводам на существующую УППН «Вятка» для дальнейшей подготовки жидкости к сдаче в систему магистральных нефтепроводов.

Продукция с кустовой площадки под устьевым давлением по существующему нефтепроводу направляется на УППН «Вятка».

Добыча нефти производится непрерывно, круглосуточно, круглогодично.

## 9 ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙ И НЕПОЛАДОК, ИМЕВШИХ МЕСТО НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

За все время эксплуатации системы промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти аварий не зарегистрировано.

## 10 ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙ, ИМЕВШИХ МЕСТО НА ДРУГИХ АНАЛОГИЧНЫХ ОБЪЕКТАХ ИЛИ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЩАЮЩИМИСЯ ОПАСНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Сведения Ростехнадзора России, а также опубликованные данные о наиболее крупных и типичных авариях на нефтепроводах, имевших место на других аналогичных объектах и авариях, связанных с обращающимися аналогичными опасными веществами, представлены в таблице 10.1.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							14
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 10.1 – Данные о наиболее крупных авариях на объектах нефтедобычи

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основных причин	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
01.02.2009. ООО «Нафтабурсервис», Иркутская область, скв. 279 Чайкинского месторождения.	Падение груза	При подъеме бурильного инструмента из-за обледенения не сработал ограничитель подъема буровой установки Уралмаш 3-Д. Произошли разрыв талевого каната и падение талевого системы.	Выброс нефти в количестве 1,7 т	Помощник бурильщика получил тяжелую травму.
08.03.2009. ООО «Меридиан», Республика Коми, пос. Нижний Одес.	Выброс нефти	При установке подъемника УПА-60 на скважину совершен наезд на устьевое оборудование. В результате нарушения герметизации скважины произошел выброс газовой смеси.	В результате взрыва образовалась воронка диаметром 4 м, заполненная горячей нефтью.	К фонтанной арматуре был придавлен помощник бурильщика, получивший смертельные травмы.
14.03.2009. ЗАО «Самотлорнефтепромхим», г. Нижневартовск, Тюменская область.	Выброс нефти	По причине заводского брака (расслоение металла трубы) произошло разрушение стенки трубы по монтажному стыку при давлении 20,5 кгс/см <sup>2</sup>	15.03.2009 фонтан ликвидирован, устье скважины загерметизировано.	Нет данных
19.04.2009. ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорснефть», цех подготовки нефти.	Взрыв	При производстве работ по пропарке РВС-2000м <sup>3</sup> в результате выброса газонефтяной смеси произошел взрыв.	Пожарный расчет ликвидировал открытое горение на РВС.	Пять человек получили термические ожоги 2–3-й степени.
08.04.2009. ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция».	Пожар	В двухблочной котельной (ПКН-2М) произошло возгорание топливно-воздушной смеси из-за разгерметизации вентиля подачи топлива.	Пожар продолжался до выгорания топлива. Выведено из строя котельное оборудование	Нет данных
23.09.2009. Белорусское УПНП и КРС ХМАО-Югра, Верхнее-Коликеганское месторождение, куст № 38, скв. № 640.	Выброс нефти.	При подъеме перфоратора произошло нефтеводопроявление. Превентор закрыть не смогли. Произошло открытое фонтанирование.	Фонтан ликвидирован.	Нет данных

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

15

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основных причин	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
07.08.2009. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз».	Выброс нефти.	В результате противоправных действий неустановленных лиц, попытки несанкционированного отбора нефти на устье скважины № 320 Кудиновского месторождения произошло фонтанирование сырой нефти с возгоранием.	Высота факела составила 10 м, Pраб — 80 атм. Фонтан ликвидирован работниками противofонтанной службы.	Нет данных
18.07.2009. Пермский филиал Буровая компания «Евразия», Этышское месторождение, кустовая площадка 8 км от г. Чернушка.	Падение груза	При перемещении вышечного блока БУ 2000/125 ЭП-2 произошло самопроизвольное скатывание в сторону передвижения, опрокидывание, разрушение вышки, деформация рамы шасси автокрана, поворотной части стрелы.		Нет данных
02.10.2009. ООО «Нефтехимтранс», ХМАО-Югра, Ватинское месторождение, кустовая площадка № 19, скважина № 51.	Взрыв	При обработке скважины ингибитором СОНПАР 5403 произошел взрыв кислотного агрегата с последующим его возгоранием.	Нет данных	Водитель-машинист кислотного агрегата .получил ожоги кожного покрова (около 80 %) и от полученных травм скончался
25.03.2019. На нефтяном месторождении "Каламкас" АО "МангистауМунгайГаз" Казахстан	Выход нефти	По неустановленным причинам возникло газоводопроявление грифона высотой 10 м на площади 900 кв.м.	Около трех суток продолжался пожар. Языки пламени достигали 10 метров в высоту. Огромный факел было видно издали	Жертв и пострадавших нет
11.06. 2019. Подземный трубопровод АО «Иреляхское» (принадлежит ООО НГДУ «Восточная Сибирь»)	Выход нефти	Утечка была выявлена в 8 км от города Мирный. Нефтепродукты стали проступать на поверхность земли участками.	В Якутии был объявлен режим ЧС локального масштаба. Вышло около 50 тонн нефти на площадь 1050 м <sup>2</sup>	Нет данных

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

16

## 11 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ПРОИЗОШЕДШИХ АВАРИЙ

Около 67% разрывов внутрипромысловых трубопроводов связано с коррозией, эрозией и усталостными явлениями в металле. В основном аварии из-за коррозии происходят в результате несоблюдения технологии при производстве строительномонтажных работ, в том числе и при прокладке трубопроводов, а также вследствие недостаточного обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов при проведении плановых мероприятий, таких как профилактические осмотры и своевременный ремонт.

Специалисты отмечают, что в настоящее время одним из главнейших факторов, резко повысившим риск аварий на трубопроводах и приведшим, по существу, к большинству аварий с самыми тяжелыми экологическими последствиями является старение, моральный и полный физический износ трубопроводов.

### Отказы и неполадки оборудования

Нарушение оборудования, сооружений и конструкций объектов нефтедобывающей промышленности обусловлены:

- опасными отклонениями технологических параметров;
- дефектами оборудования, приборов КИПиА;
- снижением механической прочности материала стенок технологического оборудования и напорных трубопроводов вследствие их коррозионного износа;
- механическим износом оборудования, арматуры и других элементов технологических систем;
- механическими повреждениями оборудования и трубопроводов при ремонтах используемыми приспособлениями, сельскохозяйственной техникой;
- неисправностью (отсутствием) нормируемого резервного оборудования;
- неисправностью, заполненностью или отсутствием аварийной емкости для приема нефти при аварийной ситуации;
- отказом в работе систем электрохимической защиты от коррозии напорного нефтепровода;
- некачественным ремонтом;

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							17
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- некачественным строительством и монтажом;
- ошибками в проектировании.

Основными причинами аварий на внутри – и межпромысловых трубопроводах, являются физический износ и коррозия металла (70-90%), строительный брак (5-16%), механические повреждения (1-4%), доля прочих причин составляет 4-5%. За последние пять лет число ЧС, возникших вследствие физического износа и коррозии металла, увеличилась на 10-20%. Экономия антикоррозийных реагентов приводит к тому, что нефтяники используют их в основном для защиты нефтесборных коллекторов большого диаметра. На некоторых нефтедобывающих и газодобывающих предприятиях это практически единственная причина аварий.

#### Возможные ошибочные действия персонала

Ошибки в эксплуатации обусловлены:

- ошибочными действиями персонала;
- неудовлетворительной организацией проведения опасных видов работ;
- нарушениями правил техники эксплуатации и техники безопасности;
- нарушениями технологических регламентов;
- нарушениями технологической и производственной дисциплины;
- снижение качества технического надзора.

Особую опасность представляют ошибки персонала при пуске и остановке процесса добычи, ведении профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными состояниями: освобождением или заполнением оборудования опасными веществами, когда неправильные и несвоевременные действия персонала могут привести к разгерметизации системы и выбросу большого объема взрывопожароопасных веществ.

Почти 60% производственных инцидентов происходит по вине обслуживающего персонала как при ведении технологического процесса в штатном режиме, так и при возникновении аварийной ситуации. При расследовании производственных процессов выясняется, что ошибочные действия персонала в основном связаны с низким уровнем знаний безопасных методов работы и недостаточной подготовлен-

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ностью к принятию правильных решений по предотвращению нештатной производственной ситуации или снижению ее масштабов, а также недостаточной оснащенности технологических процессов средствами автоматической защиты.

Основные возможные причины возникновения аварий, обусловленные ошибочными действиями персонала:

- работа на отключенных (или неисправных) контрольно-измерительных приборах, блокировках и других средствах систем защиты, управления, регулирования, а также системах сигнализации и связи;

- ошибочная разборка фланцев под давлением, некачественное изготовление и неправильная установка прокладок;

- нарушение требований безопасности при установке и снятии заглушек;

- нарушение требований безопасности при снятии и установке запорной арматуры, предохранительных и запорных клапанов и т.д.;

- нарушение требований безопасности при ведении ремонтных работ, особенно с применением открытого огня;

- эксплуатация нефтепроводов при давлениях, превышающих допустимое.

#### Внешние воздействия природного и техногенного характера

К опасным внешним воздействиям можно отнести:

- природные явления;
- влияние соседних производств;
- прекращение подачи ресурсов;
- посторонние воздействия.

Внешние воздействия природного и техногенного характера проявляются в большей степени на линейной части нефтепроводов в связи с протяженностью и отсутствием постоянного контроля и охраны.

Возможные причины возникновения аварий:

- повышение химической или электрохимической коррозионной активности грунтов;

- лесные и степные пожары;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.



В пределах каждой указанной группы имеется различное количество факторов влияния, каждый из которых учитывает те или иные аспекты возникновения аварийной ситуации.

Факторы, влияющие на развитие аварий:

- наличие современных средств управления процессом транспортировки нефти и систем диагностики состояния технологического процесса;
- оснащенность и эффективность действий аварийно-восстановительных бригад;
- время реагирования на аварийную ситуацию, как операторов, так и аварийно-восстановительной бригады;
- региональные условия: рельеф местности, ее ландшафт, время года и др.

Перекачиваемая по выкидным трубопроводам водонефтегазовая эмульсия обладает достаточной химической стабильностью, что исключает возможность самопроизвольных взрывов.

К основным опасностям, связанным с отказами технологического оборудования, относятся прекращение подачи электроэнергии, коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов, физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов, опасности, связанные с типовыми процессами.

Опасности, связанные с прекращением подачи электроэнергии могут привести к остановке насосного оборудования.

Опасности, связанные с коррозией и эрозией оборудования и трубопроводов могут стать причиной разгерметизации трубопровода, значительных утечек опасных веществ и привести к аварийным ситуациям или экологическому загрязнению территории.

Опасности, связанные с физическим износом, механическим повреждением или температурной деформацией оборудования и трубопроводов могут привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводов или вспомогатель-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

ного резервуарного оборудования и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Из процессов, протекающих на объекте, можно выделить только гидродинамические процессы (транспортировка по трубопроводам).

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

Причинами разгерметизации могут быть остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, гидравлические удары, вибрация, превышения давления и т. п.

Технологические процессы и операции, протекающие на объекте, относительно несложные, но требуют от обслуживающего персонала внимания и высокой ответственности. Ошибки персонала при ведении перекачки и наполнения-опорожнения, режимов транспортировки, ремонтных и профилактических работ могут стать причиной крупномасштабной аварии.

### 13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПОВЫХ СЦЕНАРИЕВ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ

Главной потенциальной опасностью эксплуатации кустов скважин являются вероятные аварии с выходом нефти и попутного газа в окружающую среду.

Анализ возможных причин возникновения аварий на рассматриваемом объекте, этапов развития аварийных ситуаций и свойств опасного вещества позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций на кусте скважин.

Характер возникающих на объекте чрезвычайных ситуаций с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, связанных с выбросами взрывопожароопасных веществ, в конечном счете, определяется их специфическими свойствами и количествами.

При пожарах нефтяных фонтанов выбрасываемая нефть не успевает полностью сгореть, она разливается вокруг устья фонтанирующей скважины,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Формат А4	

увеличивая площадь пожара. Приблизительно через 20 - 30 минут после начала горения металлические конструкции, которые находятся в зоне воздействия пламени, деформируются, теряют несущую способность, вследствие чего происходит их обрушение, загромождается устье скважины.

Исходя из особенностей технологического процесса транспорта нефтегазожидкостной эмульсии можно выделить следующие группы сценариев аварии, возможных на рассматриваемом объекте, приведенные в таблице 9.

При расчетах учтено деление трубопроводов в соответствии с технологической схемой на участки, границами которых является запорная арматура. Вид разгерметизации: П – полный разрыв, Ч – частичная разгерметизация («прокол», «отверстие»).

Таблица 13.1 – Типовые сценарии развития аварий

Номер сценария	Типовые сценарии развития аварии	Схема развития сценария
1С1	Фонтанное горение струи нефти, пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация арматуры обвязки устья скважины, и/или обсадных колонн подземного оборудования скважины → истечение нефти из скважины в режиме высоконапорной струи → воспламенение фонтанирующего газа или нефти → возникновение пожара вертикального фонтана, горение пролива → термическое воздействие на технологическое оборудование, попадание в зону возможных поражающих факторов людей, сооружений, коммуникаций и (или) объектов окружающей среды → локализация и ликвидация аварии.
1С2	Взрыв облака ТВС, возникновение пожара разлития	Полная или частичная разгерметизация арматуры обвязки устья скважины, и/или обсадных колонн подземного оборудования скважин → истечение нефти из скважины в режиме высоконапорной струи → испарение нефтяных паров → возможное воспламенение облака → взрыв облака и возгорание разлива → попадание в зону возможных поражающих факторов людей, оборудования, сооружений, коммуникаций, транспортных средств и (или) объектов окружающей среды → эскалация аварии на соседние объекты → локализация и ликвидация аварии.

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

1800-ПБ.ТЧ

Лист

23

Номер сценария	Типовые сценарии развития аварии	Схема развития сценария
1С3	Фонтанное горение струи нефти, пожар разлития	Полная разгерметизация арматуры обвязки устья скважины → истечение нефти в режиме высокоскоростной струи, направленной вдоль поверхности земли → воспламенение → возникновение пожара в виде настильного факела → термическое воздействие на технологическое оборудование, соседние скважины кустовой площадки повреждение арматуры обвязки соседней скважины, попадание в зону возможных поражающих факторов людей, сооружений, коммуникаций и (или) объектов окружающей среды → локализация и ликвидация аварии.
2С1	Фонтанное горение струи нефти, пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация нефтегазосборных трубопроводов (выкидные трубопроводы от скважины до АГЗУ) → истечение нефти из трубопровода в режиме высоконапорной струи → возможное воспламенение нефти → горение фонтана, горение разлития → термическое воздействие на технологическое оборудование, попадание в зону возможных поражающих факторов людей, сооружений, коммуникаций и (или) объектов окружающей среды → локализация и ликвидация аварии.
2С2	Взрыв облака ТВС, возникновение пожара разлития	Полная или частичная разгерметизация нефтегазосборных трубопроводов (выкидные трубопроводы от скважины до АГЗУ) → истечение нефти из трубопровода в режиме высоконапорной струи → испарение нефтяных паров → возможное воспламенение облака → взрыв облака и возгорание разлива → попадание в зону возможных поражающих факторов людей, оборудования, сооружений, коммуникаций, транспортных средств и (или) объектов окружающей среды → эскалация аварии на соседние объекты → локализация и ликвидация аварии.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.				1800-ПБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

## 14 ОБОСНОВАНИЕ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ РАСЧЕТА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ РИСКА

### *Оценка возможных последствий по рассматриваемым сценариям аварий*

В работе согласно Приложению № 3 к Методике были использованы следующие методы оценки опасных факторов пожароопасных ситуаций:

- метод определения размеров факела при струйном горении;
- метод определения параметров волны давления при сгорании газо-, паро- и пылевоздушного облака;
- метод определения интенсивности теплового излучения от пожара пролива на поверхность.

### *Метод оценки размеров факела при струйном горении*

При струйном истечении сжатых горючих газов под давлением возникает опасность образования диффузионных факелов.

Длина факела  $L_f$ , м, при струйном горении определяется по формуле:

$$L_f = K * G^{0,4},$$

где  $G$  - расход продукта, кг/с;

$K$  - эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5, при истечении паровой фазы СУГ или СПГ равным 13,5, при истечении жидкой фазы СУГ и СПГ, ЛВЖ и ГЖ под давлением равным 15.

Ширина факела  $D_f$ , м, при струйном горении определяется по формуле:

$$D_f = 0,15 * L_f.$$

При проведении оценки пожарной опасности горящего факела при струйном истечении жидкой фазы ЛВЖ под давлением принималось следующее:

- зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами определяется размерами факела;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

- длина факела не зависит от направления истечения продукта и скорости ветра;
  - наибольшую опасность представляют горизонтальные факелы;
  - поражение человека в горизонтальном факеле происходит в  $30^\circ$  секторе с радиусом, равным длине факела;
  - воздействие горизонтального факела на соседнее оборудование, приводящее к его разрушению (каскадному развитию аварии), происходит в  $30^\circ$  секторе, ограниченном радиусом, равным  $L_f$ ;
  - за пределами указанного сектора на расстояниях от  $L_f$  до  $1,5L_f$  тепловое излучение от горизонтального факела составляет  $10 \text{ кВт/м}^2$ ;
  - область возможного воздействия «пожара-вспышки» при струйном истечении совпадает с областью воздействия факела ( $30^\circ$  сектор, ограниченный радиусом, равным  $L_f$ );
- при мгновенном воспламенении струи газа возможность формирования волн давления не учитывается.

***Метод определения параметров волны давления при сгорании газо, паро- или пылевоздушного облака***

Основными структурными элементами алгоритма расчетов являются:

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

Исходными данными для расчета параметров волн давления при сгорании облака являются:

- вид горючего вещества, содержащегося в облаке;
- концентрация горючего вещества в смеси  $C_g$ ;
- стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом  $C_{ст}$ ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.		Подп.

- масса горючего вещества, содержащегося в облаке  $M_T$ , с концентрацией между нижним и верхним концентрационным пределом распространения пламени;

- удельная теплота сгорания горючего вещества  $E_{уд}$ ;

- скорость звука в воздухе (обычно принимается равной 340 м/с);

- информация о степени загроможденности окружающего пространства;

- эффективный энергозапас горючей смеси  $E$ , который определяется по формуле

$$E = \begin{cases} M_T \cdot E_{уд}, C_r \leq C_{ст} \\ M_T \cdot E_{уд} \cdot \frac{C_{ст}}{C_r}, C_r > C_{ст} \end{cases}$$

При расчете параметров сгорания облака, расположенного на поверхности земли, величина эффективного энергозапаса удваивается.

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

Вещества, способные к образованию горючих смесей с воздухом, по степени своей чувствительности к возбуждению взрывных процессов разделены на 4 класса:

класс 1 - особо чувствительные вещества (размер детонационной ячейки менее 2 см);

класс 2 - чувствительные вещества (размер детонационной ячейки лежит в пределах от 2 см до 10 см);

класс 3 - средне чувствительные вещества (размер детонационной ячейки лежит в пределах от 10 см до 40 см);

класс 4 - слабо чувствительные вещества (размер детонационной ячейки больше 40 см).

Характером загроможденности окружающего пространства в значительной степени определяется скорость распространения пламени при сгорании облака и,

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

27

следовательно, параметры волны давления. Характеристики загроможденности окружающего пространства разделяются на 4 класса:

класс I - наличие длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью, при сгорании которой возможно ожидать формирование турбулентных струй продуктов сгорания, имеющих размеры не менее трех размеров детонационной ячейки данной смеси;

класс II - сильно загроможденное пространство: наличие полузамкнутых объемов, высокая плотность размещения технологического оборудования, лес, большое количество повторяющихся препятствий;

класс III - средне загроможденное пространство: отдельно стоящие технологические установки, резервуарный парк;

класс IV - слабо загроможденное и свободное пространство.

Для оценки воздействия сгорания облака возможные режимы сгорания разделяются на 6 классов по диапазонам скоростей их распространения следующим образом:

класс 1 - детонация или горение со скоростью фронта пламени 500 м/с и более;

класс 2 - дефлаграция, скорость фронта пламени 300- 500 м/с;

класс 3 - дефлаграция, скорость фронта пламени 200- 300 м/с;

класс 4 - дефлаграция, скорость фронта пламени 150- 200 м/с;

класс 5 - дефлаграция, скорость фронта пламени определяется по формуле

где  $k_1$  - константа, равная 43;

M- масса горючего вещества, содержащегося в облаке, кг;

Класс 6 - дефлаграция, скорость фронта пламени определяется по формуле

$$u = k_2 \cdot M^{1/6},$$

где  $k_2$  - константа, равная 26;

M - масса горючего вещества, содержащегося в облаке, кг.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

При стандартных источниках инициирования (открытое пламя, при огневых работах, горячие поверхности, искры при ударах и трении, работающие двигатели внутреннего сгорания, молнии, разряды статического электричества, неосторожные действия человека: курение, разведение костров и т.д.) в условиях рассматриваемого объекта наиболее вероятно сгорание облака паров нефти/метана со скоростью до 200 м/с (нефть - средне чувствительное вещество класса 3 и метан - 4 класса), загроможденность окружающего пространства - класс III (средне загроможденное).

### **Метод расчета интенсивности теплового излучения от пожара пролива на поверхность**

Интенсивность теплового излучения  $q$  (кВт/м<sup>2</sup>), определяется по формуле

$$q = E_f \times F_q \times \tau$$

где  $E_f$  – среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>;

$F_q$  – угловой коэффициент облученности;

$\tau$  – коэффициент пропускания атмосферы.

Угловой коэффициент облученности  $F_q$  определяется по формуле

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2}$$

где  $F_V$ ,  $F_H$  – факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок соответственно, которые определяются по формулам:

$$F_V = \frac{1}{\pi} \times \left\{ -E \times \arctg D + E \times \left[ \frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \times b \times (1 + a \times \sin \theta)}{A \times B} \right] \times \arctg \left( \frac{A \times D}{B} \right) + \frac{\cos \theta}{C} \right. ;$$

$$\left. \times \left[ \arctg \left( \frac{a \times b - F^2 \times \sin \theta}{F \times C} \right) + \arctg \left( \frac{F^2 \times \sin \theta}{F \times C} \right) \right] \right\}$$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							29
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



поверхность,  $20 \text{ м}^{-1}$  при проливе на спланированное грунтовое покрытие,  $150 \text{ м}^{-1}$  при проливе на бетонное или асфальтовое покрытие.);

$V_{\text{ж}}$  – объем истекшей жидкости.

Длина пламени  $L$  (м) определяется:

при  $u^* \geq 1$  по формуле:

$$L = 55 \times d \times \left( \frac{m'}{\rho_a \sqrt{g \times d}} \right)^{0,67} \times u^{0,21},$$

при  $u < 1$  по формуле

$$L = 42 \times d \times \left( \frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0,61},$$

где  $u$  рассчитывается по формуле:

$$u = \frac{w_0}{\sqrt[3]{\frac{m' \times g \times d}{\rho_{\text{п}}}}},$$

$d$  – эффективный диаметр пролива, м;

$m'$  - удельная массовая скорость выгорания топлива,  $\text{кг}/(\text{м}^2 \times \text{с})$ ;

$\rho_a$  - плотность окружающего воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$g$  - ускорение свободного падения ( $9,81 \text{ м}/\text{с}^2$ );

$w_0$  - скорость ветра,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$\rho_{\text{п}}$  - плотность насыщенных паров топлива при температуре кипения,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Угол отклонения пламени от вертикали под действием ветра  $\theta$  рассчитывается по формуле:

$$\cos \theta = \begin{cases} 1, & \text{при } u < 1 \\ u^{-0,5}, & \text{при } u \geq 1 \end{cases},$$

Коэффициент пропускания атмосферы  $\tau$  для пожара пролива определяется по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4}(X - 0,5 \times d)],$$

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### *Результаты расчета опасных факторов, реализующихся при различных пожароопасных ситуациях*

Расчет зон действия поражающих факторов аварийных сценариев, представленных к рассмотрению в настоящей работе и показателей риска аварий на кустовых площадках проводился с использованием программного комплекса ТОКСН+Risk (ТОКСИ+) для оценки риска и расчета последствий аварий на производственных объектах, разработанного в соответствии с требованиями и положениями действующих нормативных правовых и руководящих документов.

### **15 ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ, УЧАСТВУЮЩИХ В АВАРИИ**

Определение количества опасных веществ участвующих в пожароопасных ситуациях на объекте проводилось в соответствии с Руководством по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», а также Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

Количество опасного вещества, участвующее в аварии при разрушении трубопроводов, принималось равным сумме:

- массы вещества, находящегося в аварийном участке трубопровода, ограниченного запорной арматурой;
- массы вещества, поступившего в окружающую среду за время реагирования персонала на закрытие арматуры.

Расчетное время отключения принято согласно Методике определения расчетных величин пожарного риска 120 с при автоматическом отключении, 300 с при ручном.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№док.		Подп.

Время обнаружения утечки при частичной разгерметизации принято равным одному часу.

Согласно Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива  $F_{np}$ ,  $m^2$ , жидкости определяется по формуле:

$$F_{np} = f_p V_{ж},$$

где  $f_p$  - коэффициент разлития,  $m^{-1}$  (при отсутствии данных допускается принимать равным  $5m^{-1}$  при проливе на неспланированную грунтовую поверхность;  $20m^{-1}$  при проливе на спланированное грунтовое покрытие). Учитывается внутреннее обвалование по периметру вновь бурящихся скважин.

В пожаре разлития участвует вся масса разлившихся нефтепродуктов.

Определение массы вещества в облаке ТВС проводилось согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтеперерабатывающих производств». Длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Во взрыве принимает участие 10% от массы сформировавшегося облака ТВС при взрыве на открытом пространстве.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 16 РАСЧЕТ ВЕРОЯТНЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ

Результаты расчета зон действия поражающих факторов при реализации аварийных ситуаций приведены в таблицах 16.1–16.3.

Таблица 16.1 – Результаты расчета зон действия поражающих факторов при образовании «факельной/фонтанной струи»

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Скорость выброса, кг/с	Длина факела/фонтана, м	Ширина факела/фонтана, м
Существующие добывающие скважины					
Скважина №13429	1С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Скважина №13429	1С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13429	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13429	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13429	2С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13430	1С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Скважина №13430	1С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13430	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13430	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13430	2С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13431	1С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Скважина №13431	1С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13431	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13431	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13431	2С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13439	1С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Скважина №13439	1С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13439	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

34



Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Скорость выброса, кг/с	Длина факела/фонтана, м	Ширина факела/фонтана, м
Скважина №13547	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13547	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13547	2С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Проектируемые добывающие скважины					
Скважина №13736Г	1С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Скважина №13736Г	1С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08
Скважина №13736Г	1С3	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13736Г	2С1п	нефть	0,0024	1,35	0,20
Выкидная линия №13736Г	2С1ч	нефть	0,0002	0,54	0,08

Таблица 16.2 – Результаты расчета зон действия поражающих факторов при взрывном превращении нефтегазовой смеси на открытой площадке (сценарии с зонами меньше 1 м в таблице не приводятся)

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Масса горючих паров опасного вещества, принимающих участие во взрыве кг	Значения радиусов изобар избыточного давления во фронте ВУВ, м			
				53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа
Существующие добывающие скважины							
Скважина №13429	1С2п	нефть	3,53	-	6,64	20,21	43,73
Скважина №13429	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №13429	2С2п	нефть	4,44	-	7,17	22,25	47,21
Выкидная линия скв. №13429	2С2ч	нефть	1,0	-	4,36	13,54	28,72
Скважина №13430	1С2п	нефть	3,5	-	6,62	20,55	43,61
Скважина №№13430	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №№13430	2С2п	нефть	3,84	-	6,83	21,2	44,98

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
									36

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Масса горючих паров опасного вещества, принимающих участие во взрыве кг	Значения радиусов изобар избыточного давления во фронте ВУВ, м			
				53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа
Выкидная линия скв. №13430	2С2ч	нефть	0,41	-	3,24	10,06	21,34
Скважина №13431	1С2п	нефть	3,48	-	6,61	20,51	43,53
Скважина №13431	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №13431	2С2п	нефть	3,92	-	6,88	21,34	45,29
Выкидная линия скв. №13431	2С2ч	нефть	0,52	-	3,51	10,89	23,1
Скважина №13439	1С2п	нефть	2,34	-	5,79	17,97	38,13
Скважина №13439	1С2ч	нефть	0,10	-	2,03	6,28	13,33
Выкидная линия скв. №13439	2С2п	нефть	2,97	-	6,27	19,46	41,29
Выкидная линия скв. №13439	2С2ч	нефть	0,68	-	3,84	11,9	25,26
Скважина №13441	1С2п	нефть	2,16	-	5,64	17,5	37,13
Скважина №13441	1С2ч	нефть	0,1	-	2,03	6,28	13,33
Выкидная линия скв. №13441	2С2п	нефть	3,16	-	6,4	19,86	42,15
Выкидная линия скв. №13441	2С2ч	нефть	1,05	-	4,43	13,76	29,19
Скважина №13442	1С2п	нефть	3,52	-	6,64	20,59	43,69
Скважина №13576	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №13442	2С2п	нефть	4,15	-	7,01	21,75	46,16
Выкидная линия скв. №13442	2С2ч	нефть	0,7	-	3,87	12,02	25,5
Скважина №13443	1С2п	нефть	2,4	-	5,84	18,12	38,46

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.				
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.

1800-ПБ.ТЧ

Лист

37

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Масса горючих паров опасного вещества, принимающих участие во взрыве кг	Значения радиусов изобар избыточного давления во фронте ВУВ, м			
				53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа
Скважина №13443	1С2ч	нефть	0,1	-	2,03	6,28	13,33
Выкидная линия скв. №13443	2С2п	нефть	2,64	-	6,03	18,71	39,7
Выкидная линия скв. №13443	2С2ч	нефть	0,29	-	2,89	8,96	19,01
Скважина №13444	1С2п	нефть	1,56	-	5,06	15,07	33,31
Скважина №13444	1С2ч	нефть	0,07	-	1,08	5,58	11,84
Выкидная линия скв. №13444	2С2п	нефть	2,26	-	5,73	17,76	37,69
Выкидная линия скв. №13444	2С2ч	нефть	0,74	-	3,95	12,24	25,98
Скважина №13547	1С2п	нефть	3,55	-	6,66	20,65	43,82
Скважина №13547	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №13547	2С2п	нефть	3,91	-	6,87	21,33	45,25
Выкидная линия скв. №13547	2С2ч	нефть	0,44	-	3,32	10,3	21,85
Проектируемые добывающие скважины							
Скважина №13736Г	1С2п	нефть	3,6	-	6,69	20,75	44,02
Скважина №13736Г	1С2ч	нефть	0,15	-	2,32	7,19	15,26
Выкидная линия скв. №13736Г	<b>2С2п</b>	<b>нефть</b>	<b>4,52</b>	-	<b>7,21</b>	<b>22,38</b>	<b>47,49</b>
Выкидная линия скв. №13736Г	2С2ч	нефть	0,99	-	4,35	13,49	28,63
1800-ПБ.ТЧ							
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		
							Лист
							38

Таблица 16.3 – Результаты расчета параметров пожаров разлитий

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Масса опасного вещества, участвующего в пожаре кг	Площадь горящего разлития м <sup>2</sup>	Значения радиусов изолиний интенсивности тепловых потоков, м			
					10,5 кВт/м <sup>2</sup>	7 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Существующие добывающие скважины								
Скважина №13429	1С1п	нефть	186,64	49,1	5,67	7,96	11,59	22,21
Скважина №13429	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81
Скважина №13429	1С3	нефть	186,64	49,1	5,67	7,96	11,59	22,21
Выкидная линия №13429	2С1п	нефть	234,86	54,11	5,95	8,34	12,14	23,18
Выкидная линия №13429	2С1ч	нефть	51,98	13,67	3,45	4,92	7,17	13,4
Скважина №13430	1С1п	нефть	185,57	48,81	5,56	7,93	11,56	22,16
Скважина №13430	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81
Скважина №13430	1С3	нефть	185,57	48,81	5,56	7,93	11,56	22,16
Выкидная линия №13430	2С1п	нефть	202,85	55,23	6,01	8,42	12,25	23,37
Выкидная линия №13430	2С1ч	нефть	21,02	5,53	2,65	3,83	5,52	9,89
Скважина №13431	1С1п	нефть	184,13	48,43	5,63	7,9	11,52	22,07
Скважина №13431	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81
Скважина №13431	1С3	нефть	184,13	48,43	5,63	7,9	11,52	22,07
Выкидная линия №13431	2С1п	нефть	207,19	54,5	5,97	8,37	12,17	23,25
Выкидная линия №13431	2С1ч	нефть	26,77	7,04	2,87	4,13	5,97	10,78
Скважина №13439	1С1п	нефть	123,88	32,58	4,63	6,52	9,58	18,55
Скважина №13439	1С1ч	нефть	5,08	1,34	1,59	2,23	3,39	5,88
Скважина №13439	1С3	нефть	123,88	32,58	4,63	6,52	9,58	18,55
Выкидная линия №13439	2С1п	нефть	156,57	41,18	5,2	7,31	10,69	20,57
Выкидная линия №13439	2С1ч	нефть	35,18	9,25	3,13	4,48	6,48	11,84

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			1800-ПБ.ТЧ						39
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Место реализации аварии	Код аварийного сценария	Наименование опасного вещества	Масса опасного вещества, участвующего в пожаре кг	Площадь горящего разлива м <sup>2</sup>	Значения радиусов изолиний интенсивности тепловых потоков, м				
					10,5 кВт/м <sup>2</sup>	7 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	1,4 кВт/м <sup>2</sup>	
Скважина №13441	1С1п	нефть	114,35	30,08	4,45	6,27	9,23	17,92	
Скважина №13441	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81	
Скважина №13441	1С3	нефть	114,35	30,08	4,45	6,27	9,23	17,92	
Выкидная линия №13441	2С1п	нефть	166,57	43,81	5,36	7,53	11,0	21,13	
Выкидная линия №13441	2С1ч	нефть	54,52	14,34	3,48	4,96	7,23	13,58	
Скважина №13442	1С1п	нефть	186,52	49,06	5,67	7,95	11,59	22,2	
Скважина №13442	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81	
Скважина №13442	1С3	нефть	186,52	49,06	5,67	7,95	11,59	22,2	
Выкидная линия №13442	2С1п	нефть	219,22	57,66	6,14	8,6	12,49	23,83	
Выкидная линия №13442	2С1ч	нефть	36,46	9,59	3,16	4,52	6,55	11,99	
Скважина №13443	1С1п	нефть	127,06	33,42	4,68	6,61	9,7	18,77	
Скважина №13443	1С1ч	нефть	5,08	1,34	1,59	2,23	3,39	5,88	
Скважина №13443	1С3	нефть	127,06	33,42	4,68	6,61	9,7	18,77	
Выкидная линия №13443	2С1п	нефть	138,99	36,56	4,9	6,9	10,11	19,52	
Выкидная линия №13443	2С1ч	нефть	14,49	3,81	2,33	3,38	4,87	8,64	
Скважина №13444	1С1п	нефть	82,59	21,72	3,78	5,36	7,93	15,53	
Скважина №13444	1С1ч	нефть	3,3	0,87	1,34	1,99	2,9	5,01	
Скважина №13444	1С3	нефть	82,59	21,72	3,78	5,36	7,93	15,53	
Выкидная линия №13444	2С1п	нефть	119,05	31,31	4,54	6,4	9,4	18,24	
Выкидная линия №13444	2С1ч	нефть	38,12	10,03	3,2	4,58	6,64	12,16	
Скважина №13547	1С1п	нефть	187,73	49,38	5,69	7,98	11,63	22,26	
Скважина №13547	1С1ч	нефть	7,58	1,99	1,84	2,69	3,9	6,81	
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ			Лист
									40



Согласно этой Методике для оценки поражающего действия теплового излучения на людей используются детерминированные и вероятностные критерии.

Детерминированные критерии показывают значения параметров опасного фактора пожара, при которых наблюдается тот или иной уровень поражения людей.

В случае использования детерминированных критериев условная вероятность поражения принимается равной 1, если значение критерия превышает предельно-допустимый уровень, и равной 0, если значение критерия не превышает предельно допустимый уровень поражения людей.

Вероятностные критерии показывают, какова условная вероятность поражения людей при заданном значении опасного фактора пожара.

Значения предельно допустимой интенсивности теплового излучения пожаров приведены ниже в таблице 17.1.

Таблица 17.1 – Детерминированные критерии поражения людей тепловым излучением

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 - 30 с. Ожог 1-й степени через 15 - 20 с. Ожог 2-й степени через 30 - 40 с.	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

В качестве вероятностного критерия поражения людей тепловым излучением используется понятие пробит-функции.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается формулой:

где  $t$  – эффективное время экспозиции, с;

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

Величина эффективного времени экспозиции  $t$  для пожара может быть определена по формуле:

где  $t_0$  – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с (может быть принято равным 5 с);

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

$u$  – средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается равной 5 м/с).

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

Детерминированные критерии поражения людей избыточным давлением при сгорании паровоздушных смесей на открытом пространстве приведены в таблице 17.2.

Таблица 17.2 – Детерминированные критерии поражения людей избыточным давлением при сгорании паровоздушных смесей на открытом пространстве

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							43

Для воздействия волны давления на человека, находящегося вне здания, пробит-функция определяется по формуле:

$$P_r = \frac{m \cdot \Delta P}{\Gamma^+} \cdot \left( \frac{P_0}{P_0 + \Delta P} \right)^{\frac{1}{2}}$$

где  $m$  – масса тела человека (допускается принимать равной 70 кг), кг;

$\Delta P$  – избыточное давление волны давления, Па;

$\Gamma^+$  – импульс волны давления, Па×с;

$P_0$  – атмосферное давление, Па.

Соотношения между величиной  $P_r$  и условной вероятностью поражения человека приведено в таблице 17.3.

Таблица 17.3 – Соотношения между величиной  $P_r$  и условной вероятностью поражения человека

Условная вероятность поражения, %	Величина пробит-функции $P_r$									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	-	2,67	2,95	3,12	3,25	3,36	3,45	3,52	3,59	3,66
10	3,72	3,77	3,82	3,87	3,92	3,96	4,01	4,05	4,08	4,12
20	4,16	4,19	4,23	4,26	4,29	4,33	4,36	4,39	4,42	4,45
30	4,48	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,64	4,67	4,69	4,72
40	4,75	4,77	4,80	4,82	4,85	4,87	4,90	4,92	4,95	4,97
50	5,00	5,03	5,05	5,08	5,10	5,13	5,15	5,18	5,20	5,23
60	5,25	5,28	5,31	5,33	5,36	5,39	5,41	5,44	5,47	5,50
70	5,52	5,55	5,58	5,61	5,64	5,67	5,71	5,74	5,77	5,81
80	5,84	5,88	5,92	5,95	5,99	6,04	6,08	6,13	6,18	6,23
90	6,28	6,34	6,41	6,48	6,55	6,64	6,75	6,88	7,05	7,33
99	7,33	7,37	7,41	7,46	7,51	7,58	7,65	7,75	7,88	8,09

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

44



## 18 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ЧИСЛА ПОСТРАДАВШИХ ИЗ ЧИСЛА ПЕРСОНАЛА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНОЙ БРИГАДЫ

Работы выполняются параллельными потоками, подрядными организациями, имеющими лицензии на выполнение данного вида работ. Организации, участвующие в механизации монтажных работ, работают по методу субподряда при наличии наряда-допуска на выполнении определенного вида работ и участвуют в процессе монтажа по мере потребности в работах строительных машин и механизмов.

Проектируемые объекты начинают эксплуатироваться только после завершения предусмотренного настоящей проектной документацией строительства в полном объеме.

Ближайший действующий объект нефтедобычи находится на значительном расстоянии от проектируемой площадки и аварии на нем не способны оказать негативное влияние на персонал строительной-монтажной бригады.

Таким образом, пострадавших от аварий на технологическом оборудовании кустов скважин из числа персонала строительной-монтажной бригады не ожидается.

## 19 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО УЩЕРБА

Величина возможного ущерба определялась по РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах», зависит от сценария аварии и состоит из следующих основных составляющих: прямые потери организации, включая стоимость утраченного продукта, имущества третьих лиц и основных фондов, выведенных из строя.

- 1) затраты на локализацию (аварийно-восстановительные работы) и расследование аварии;
- 2) социально-экономические потери (затраты понесенные вследствие гибели и травматизма людей);
- 3) потери от выбытия трудовых ресурсов;
- 4) косвенный ущерб;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							46
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

5) экологический ущерб (выплаты за компенсацию загрязнения окружающей среды выбросами продуктов, обращающихся на объекте).

В данном разделе приводятся данные по оценке материального и экономического ущерба при различных сценариях аварии на кусте скважин. Рассматриваются наиболее вероятный (сценарий 2С0ч), а также (сценарий 2С2п) реализация которого предполагает возникновение самых масштабных потерь продукции и образование наибольших зоны действия поражающих факторов.

### *Социально экономические потери*

Возможный ущерб физическим лицам определен в соответствии с Федеральным законом РФ “Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний”.

В случае реализации наиболее вероятного сценария (сценарий 2С0ч - ликвидация пролива нефти и рассеивание облака ПГФ без негативных последствий) пострадавших не ожидается.

Результаты расчета ущерба физическим лицам при реализации сценария 2С2п приведены в таблице 19.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			1800-ПБ.ТЧ						47
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата				

Таблица 19.1 – Расчет социально-экономических потерь в случае реализации сценария 1С3

№ п/п	Вид потерь (затрат)	Состав затрат	Кол-во чел.	Ст-ть за ед. (тыс. руб.)	Суммарная стоимость (тыс. руб.)	Примечание
1	Гибель	Ритуальные услуги	2	4,516	9,032	Федеральный закон от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями от 28.11 2009 г.) Федеральный закон от 12.01.96 № 8-ФЗ «О погребении и похоронном деле» (с изменениями от 25 ноября 2009 г.). Средняя зарплата по Удмуртской Республике в нефтяной отрасли – 40,5 руб. (статистические данные за 2017г)
		Единовременная страховая выплата	2	81,0	162,0	
		Выплата семье погибшего (На иждивении погибшего находилось двое детей 9 и 13 лет. Согласно пп. 2.3, 2.2 РД периоды выплаты пенсий по случаю потери кормильца составляют соответственно: (18 - 9) x 12 = 108 мес; (18 - 13) x 12 = 60 мес.составит 168 месяцев. 20,25 тыс.руб x 168 мес.	2	3402,0	6804,0	
<b>Итого</b>					<b>6975,032</b>	

Социально-экономические потери рассчитывались из условия гибели среднестатистического работника, при условии, что среднемесячный заработок рабочих составляет 40,5 тыс. руб. Ущерб определялся в соответствии с Федеральным Законом «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24.07.98г. № 125-ФЗ, который устанавливает в Российской Федерации правовые, экономические и организационные основы обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, определяет порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору. Для реализации указанного закона Фонд социального страхования ежегодно уведомляет предприятие о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									48
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ			

### *Прямые потери*

Размер материального ущерба от потерь нефти определен исходя из ожидаемых объемов потерь нефти при возникновении свища, трещины и гильотинного разрыва с последующим развитием аварийных ситуаций исходя из стоимости одной тонны нефти.

Максимальный прямой ущерб объектам куста скважин в результате аварий будет нанесен при реализации сценария 2С2п.

Размер материального ущерба для сценариев группы (2С2п) определен исходя из общей сметной стоимости основного технологического оборудования куста скважин (8000,0 тыс. руб).

Предполагается что основное технологическое оборудование, размещенное на площадке куста, пострадает на 30% от сметной стоимости. На расчистку каждой площадки после аварии принимается 5% сметной стоимости строительно-монтажных работ.

Размер ущерба от разрушения оборудования на площадке куста скважин для сценариев группы 2С2п таким образом составит 2643 тыс. руб.

Размер ущерба от локального разрушения трубы (Ду 80) для сценариев группы 2С0ч составит 22,6 тыс. руб.

Стоимость сырой нефти за 2 квартал 2023 года составляет – 6 тыс. руб/т.

Потери товарно-материальных ценностей рассчитаны по количеству выгоревшей нефти. Результаты расчета содержит табл.19.2.

Таблица 19.2 – Потери товарно-материальных ценностей

Сценарий	Стоимость нефти, тыс.руб./т	Масса потерянной нефти, кг	Ущерб, тыс. руб.
Выкидная линия скв. №13736Г			
2С0ч	6	51,92	0,187
Выкидная линия скв. №13736Г			
2С2п	6	255,11	1,531

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			1800-ПБ.ТЧ						49
Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата				

### ***Расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии***

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии включают:

- выплаты заработной платы персоналу при локализации и ликвидации аварии;
- энергозатраты, израсходованные при локализации и ликвидации аварии;
- стоимость материалов, израсходованных при локализации и ликвидации аварии;
- стоимость услуг специализированных организаций по локализации и ликвидации аварии;
- расходы на расследование аварии.

Согласно п. 5.2.2.3 РД 03-496-02 затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий, принимаются равными 10% стоимости прямого (имущественного) ущерба.

При этом по сценарию 2С2п затраты составят 264,3 тыс.руб., а по сценарию 2С0ч – 2,26 тыс. руб.

### ***Потери от выбытия трудовых ресурсов***

Потери от выбытия трудовых ресурсов определялись из расчета регионального дохода в среднем по промышленности.

Потери от выбытия трудовых ресурсов на проектируемом объекте в случае реализации сценариев аварий представлены в таблице 19.3.

Таблица 19.3 – Расчет потерь от выбытия трудовых ресурсов в случае реализации сценария С<sub>1а</sub> аварии на сборном нефтепроводе

№ п/п	Вид потерь (затрат)	Кол-во чел.	Потери за ед. (тыс.руб.)	Суммарная стоимость (тыс. руб.)	Примечание
1	Выбытие трудовых ресурсов (формула 5.17 РД 03-496-02)	2	5280,0	10560,0	В расчете применены статистические данные за 2019 год по промышленности в целом по РФ

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							50

### ***Косвенный ущерб***

Косвенный ущерб,  $P_{Н.В}$ , вследствие аварии определялся как сумма недополученной организацией прибыли,  $P_{Н.П}$ , сумма израсходованной заработной платы и части условно-постоянных расходов за период аварии и восстановительных работ, убытков, вызванных уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр.,  $P_{Ш}$ , а также убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли:

$$P_{Н.В} = P_{З.П} + P_{Н.П} + P_{Ш} + P_{Н.П.Т.Л},$$

где  $P_{З.П}$  – заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя объекта, руб.;

$P_{Н.П}$  – прибыль, недополученная за период простоя объекта, руб.;

$P_{Ш}$  – убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени, руб.;

$P_{Н.П.Т.Л}$  – убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли, руб.

Таблица 19.4 – Заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя объекта

Статьи расходов и потерь	Число дней	Кол-во человек	Зарплата, тыс.руб.	Ущерб, тыс.руб.
Сценарий 2С2п				
Зарплата за время простоя	15	2	1,3	39,0
Сценарий 2С0ч				
Зарплата за время простоя	1	2	1,3	2,6

### ***Ущерб окружающей природной среде***

Оценка величины экологического ущерба от загрязнения окружающей среды выбросами загрязняющих веществ в результате аварии на проектируемом объекте проводилась по методикам:

1) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов», (согласовано с заместителем Департамента государственного экологического контроля от 09.08.1996 г.);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								1800-ПБ.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	51		

2) «Методика определения предотвращенного экологического ущерба», (утв. Председателем Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды от 30.11.1999 г.);

3) РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»;

4) Нормативы платы за выбросы загрязняющих веществ в окружающую природную среду определялись на основании постановления Правительства РФ от 13.09.16 г. № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» ущерб, причиненный окружающей природной среде, возмещается страховыми компаниями в рамках действующей в России системы обязательного страхования.

Учитывая специфику проектируемого объекта, наибольшую опасность для окружающей среды представляют сценарии группы С0, в результате реализации которых весь объем вышедших из трубопровода нефтепродуктов поступает в окружающую среду.

Испарение нефти с поверхности пленки нефти способно нанести экологический ущерб атмосферному воздуху.

#### Экологический ущерб атмосфере

Расчет экологического ущерба, причиненного атмосфере, проводился по формуле:

$$Y_{\text{пр}}^{\text{a}} = 5 \cdot K_{\text{э}}^{\text{атм}} \cdot \sum_{K=1}^K N_{\text{БАi}} \cdot M_{\text{при}}^{\text{a}},$$

где:  $Y_{\text{пр}}^{\text{a}}$  – экологический ущерб от загрязнения атмосферы выбросами, (руб.);

$K_{\text{э}}^{\text{атм}}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий в составе экономических районов РФ, (Уральский экономический район  $K_{\text{э}}^{\text{атм}} = 2,0$ );

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							52
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

$M_{\text{при}}^a$  – количество опасного вещества, выделившегося за время ликвидации аварии, (т).

$N_{\text{БAi}}$  – базовый норматив платы за выброс в атмосферу загрязняющих веществ.

Таблица 19.5 – Расчет экологического ущерба при разливе (для сценариев без возгорания)

Наименование вещества	Масса выброса, т	Базовый норматив платы за выброс в атмосферу продуктов горения нефти, руб	Размер платы, руб	Повышающий коэффициент на 2023 год
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	2,67122	108	363,499617 6	1,26
Углеводороды предельные C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,98798	0,1	0,12448548	
Бензол	0,0129	56,1	0,9118494	
Ксилол	0,00405	29,9	0,1525797	
Толуол	0,00811	9,9	0,10116414	
Сероводород	0,00221	686,2	1,91079252	
$K_{\text{Э}}^{\text{атм}}$	2	Уральский эконом район		
Ущерб (руб)			3667	

Таблица 19.6 – Расчет удельного экологического ущерба, причиненного атмосфере продуктами горения при сжигании 1 т нефти (для сценариев с возгоранием)

№ п/п	Наименование вещества	Масса выброса, т	Базовый норматив платы за выброс в атмосферу продуктов горения нефти, руб	Размер платы, руб
1	Монооксид углерода, CO	0,084	1,6	0,1344
2	Диоксид азота, NO <sub>2</sub>	0,0069	138,8	0,9577
3	Диоксид серы, SO <sub>2</sub>	0,0278	45,4	1,2621
4	Сероводород, H <sub>2</sub> S	0,001	686,2	0,6862
5	Синильная кислота, HCN	0,001	547,4	0,5474
6	Формальдегид, HCHO	0,001	1823,6	1,8236
7	Сажа, С	0,170	56,1	9,537
8	Органическая кислота, CH <sub>3</sub> COOH	0,015	93,5	1,4025
Повышающий коэффициент к 2023 г.				1,26
Всего с учетом повышающего коэффициента				20,602

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
			1800-ПБ.ТЧ					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Экологический ущерб за загрязнение земель

Ущерб за загрязнение земель рассчитывался исходя из ставки платы за размещение загрязненного грунта на полигонах захоронения.

Экологический норматив для грунта загрязненного нефтепродуктами (3 класс опасности) составляет 1327 руб. за тонну.

Объем нефтенасыщенного грунта подлежащего утилизации  $V(гр)$  вычисляют по формуле:

$$V(гр) = F(гр) h(ср)$$

где:

$F(гр)$  – площадь нефтяного пятна ( $м^2$ )

$h(ср)$  - средняя глубина пропитки грунта на всей площади (м).

Таблица 19.8 – Компенсационные выплаты за вывоз загрязненного грунта

№ сценария	2С0ч	2С2п
$F(гр)$ м <sup>2</sup>	13,66	62,77
Р плотность грунта т/м <sup>3</sup>	2,6	2,6
Ставка платы руб./т	1327	1327
Повыш. коэф. к 2023 г.	1,26	1,26
$h(ср)$ м	0,2	0,2
Ущерб тыс.руб	11,88	54,58

Расчет ущерба окружающей природной среде выполнен по двум аварийным ситуациям:

- сценарий 2С2п (гильтинный разрыв трубопровода с последующим возникновением взрыва ТВС над зеркалом пролива), как наиболее масштабный;
- сценарий 2С0ч (частичная разгерметизация (свищ) трубопровода без возникновения поражающих факторов), как наиболее вероятный.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	

Таблица 19.9 – Оценка возможного ущерба от аварии

Вид ущерба	Величина ущерба (тыс. руб.)	
	2С0ч	2С2п
Сценарий		
Прямой ущерб	22,60	2643
Потери продукции	0,16	1,39
Затраты на локализацию (ликвидацию) аварии	2,26	264,30
Социально-экономические потери	0	3487,52
Потери от выбытия трудовых ресурсов	0	5280,00
Косвенный ущерб	2,60	39,00
в том числе:		
– ущерб предприятию (недополученная прибыль за период простоя)	2,6	39
– ущерб третьим лицам	0	0
Экологический ущерб	244,97	17,13
в том числе:		
– загрязнение земель	54,58	11,88
– загрязнение атмосферы	190,39	5,26
– загрязнение водных объектов	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>272,61</b>	<b>11732,48</b>

## 20 ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ, ВКЛЮЧАЮЩАЯ ДАННЫЕ О ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙ, ПОКАЗАТЕЛЯХ РИСКА ПРИЧИНЕНИЯ ВРЕДА РАБОТНИКАМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА И ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ

Аварии на площадке куста скважин представляют опасность в первую очередь для производственного персонала обслуживающего месторождение.

Для определения развития возможных аварийных ситуаций использовался метод логических деревьев событий (логическое дерево). Значение частоты реализации отдельной стадии дерева событий или сценария определяется путем умножения частоты возникновения инициирующего события на условную вероятность развития по конкретному сценарию.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							55
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий на эксплуатационных скважинах («Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе» Хаустов А.П., Редина М.М.) приведены в таблице 20.1.

Таблица 20.1 – Частоты возникновения аварий на эксплуатационных скважинах

Вид аварии	Частота, 1/скв
Аварии с фонтанированием	$8,0 \cdot 10^{-4}$
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	$4,0 \cdot 10^{-6}$
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин	$3,7 \cdot 10^{-6}$

Сведения по условным вероятностям мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой по времени в зависимости от массового расхода истечения жидкости/газа при разгерметизации нефтегазосборных трубопроводов приведены согласно Руководству по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (приложение 1); Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (приложение 4); Приказа МЧС РФ от 10 июля 2009 г. N 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Таблица 20.2 – Частоты разгерметизации трубопроводов

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									56
			1800-ПБ.ТЧ						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 20.3 – Вероятность возникновения источника воспламенения

Источник	Вероятность возникновения источника воспламенения
Индустриальная зона	0,9
Отдельно стоящие технологические объекты	0,5
Дорога <50 единиц транспорта в час	0,5
Дорога >50 единиц транспорта в час	1

Таблица 20.4 – Вероятность воспламенения опасного вещества от появившегося энергетического (теплового) источника

Опасное вещество	Вероятность воспламенения	
	Мгновенное	Отложенное
Легковоспламеняющиеся жидкости	0,065	0,065
Горючие жидкости	0,01	-
Воспламеняющиеся газы	0,5	0,1

Графические изображения деревьев событий для аварий, возможных на рассматриваемых объектах, представлены ниже на рисунках 1 – 2.

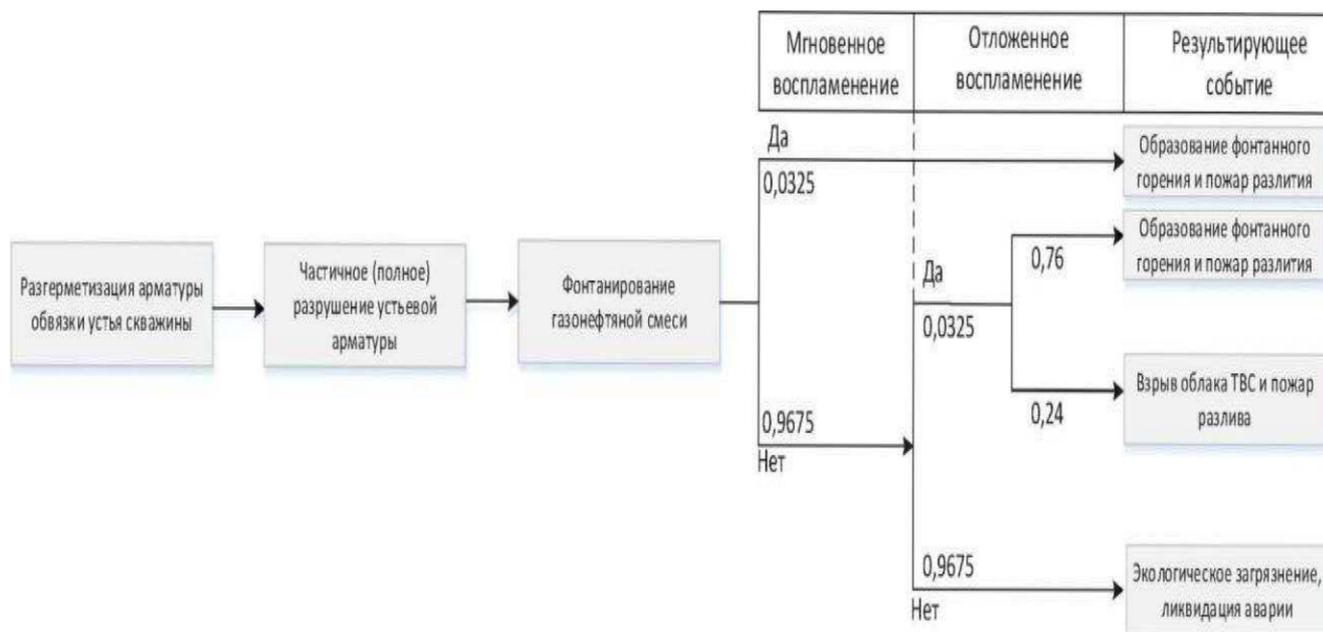


Рисунок 1 – «Дерево событий» для аварий на нефтяной фонтанирующей скважине

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

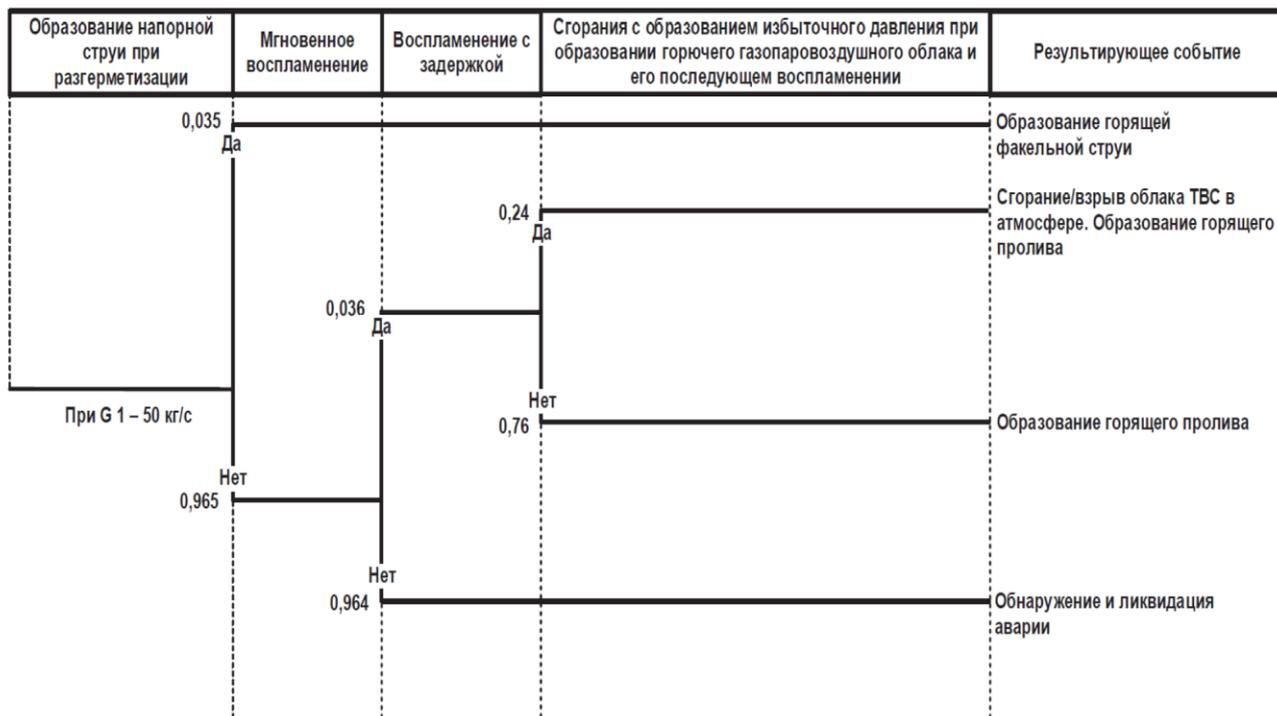


Рисунок 2 – «Дерево событий» для аварий при разгерметизации нефтегазосборных трубопроводов (выкидные трубопроводы от нефтяной скважины до АГЗУ)

Результаты расчета частот аварийных ситуаций приведены в таблице 20.5.

Таблица 20.5 – Частоты реализации сценариев

Наименование трубопровода	Вид опасного вещества, участвующего в аварии	Сценарии аварий	Частота реализации аварии, 1/год
Существующие объекты			
Скважина №13429	нефть	1С0п	3,74E-06
	нефть	1С1п	9,56E-08
	нефть	1С2п	3,02E-08
	нефть	1С0ч	7,49E-04
	нефть	1С1ч	1,91E-06
	нефть	1С2ч	6,04E-06
	нефть	1С3	1,20E-07
Выкидной трубопровод скв.№13429	нефть	2С0п	3,51E-05
	нефть	2С1п	9,95E-07
	нефть	2С2п	3,14E-07
	нефть	2С0ч	2,34E-04
	нефть	2С1ч	6,63E-06
	нефть	2С2ч	2,09E-06
Скважина №13430	нефть	1С0п	3,74E-06
	нефть	1С1п	9,56E-08
	нефть	1С2п	3,02E-08
	нефть	1С0ч	7,49E-04
	нефть	1С1ч	1,91E-06
	нефть	1С2ч	6,04E-06
	нефть	1С3	1,20E-07
Выкидной трубопровод	нефть	2С0п	1,07E-05

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

58

Наименование трубопровода	Вид опасного вещества, участвующего в аварии	Сценарии аварий	Частота реализации аварии, 1/год
скв.№13430	нефть	2С1п	3,03E-07
	нефть	2С2п	9,58E-08
	нефть	2С0ч	7,13E-05
	нефть	2С1ч	2,02E-06
	нефть	2С2ч	6,39E-07
Скважина №13431	нефть	1С0п	3,74E-06
	нефть	1С1п	9,56E-08
	нефть	1С2п	3,02E-08
	нефть	1С0ч	7,49E-04
	нефть	1С1ч	1,91E-06
	нефть	1С2ч	6,04E-06
	нефть	1С3	1,20E-07
Выкидной трубопровод скв.№13431	нефть	2С0п	1,53E-05
	нефть	2С1п	4,33E-07
	нефть	2С2п	1,37E-07
	нефть	2С0ч	1,02E-04
	нефть	2С1ч	2,89E-06
Скважина №13439	нефть	2С2ч	9,12E-07
	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
Выкидной трубопровод скв.№13439	нефть	1С2ч	1,95E-06
	нефть	2С0п	2,38E-05
	нефть	2С1п	6,76E-07
	нефть	2С2п	2,13E-07
	нефть	2С0ч	1,59E-04
	нефть	2С1ч	4,50E-06
Скважина №13441	нефть	2С2ч	1,42E-06
	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
Выкидной трубопровод скв.№13441	нефть	1С2ч	1,95E-06
	нефть	2С0п	3,93E-05
	нефть	2С1п	1,12E-06
	нефть	2С2п	3,53E-07
	нефть	2С0ч	2,62E-04
	нефть	2С1ч	7,44E-06
Скважина №13442	нефть	2С2ч	2,35E-06
	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
Выкидной трубопровод скв.№13442	нефть	1С2ч	1,95E-06
	нефть	2С0п	2,28E-05
	нефть	2С1п	6,48E-07
	нефть	2С2п	2,05E-07
	нефть	2С0ч	1,52E-04

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

1800-ПБ.ТЧ

Лист

59

Наименование трубопровода	Вид опасного вещества, участвующего в аварии	Сценарии аварий	Частота реализации аварии, 1/год
	нефть	2С1ч	4,32E-06
	нефть	2С2ч	1,36E-06
Скважина №13443	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
	нефть	1С2ч	1,95E-06
	нефть	2С0п	7,40E-06
Выкидной трубопровод скв.№13443	нефть	2С1п	2,10E-07
	нефть	2С2п	6,63E-08
	нефть	2С0ч	4,93E-05
	нефть	2С1ч	1,40E-06
	нефть	2С2ч	4,42E-07
Скважина №13444	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
	нефть	1С2ч	1,95E-06
Выкидной трубопровод скв.№13444	нефть	2С0п	2,74E-05
	нефть	2С1п	7,79E-07
	нефть	2С2п	2,46E-07
	нефть	2С0ч	1,83E-04
	нефть	2С1ч	5,19E-06
	нефть	2С2ч	1,64E-06
Скважина №13547	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
	нефть	1С2ч	1,95E-06
Выкидной трубопровод скв.№13547	нефть	2С0п	1,18E-05
	нефть	2С1п	3,36E-07
	нефть	2С2п	1,06E-07
	нефть	2С0ч	7,89E-05
	нефть	2С1ч	2,24E-06
	нефть	2С2ч	7,07E-07
<b>Проектируемые объекты</b>			
Скважина №13736Г	нефть	1С0п	7,37E-05
	нефть	1С1п	4,87E-06
	нефть	1С2п	6,61E-07
	нефть	1С0ч	2,18E-04
	нефть	1С1ч	1,44E-05
	нефть	1С2ч	1,95E-06
Выкидной трубопровод скв.№13736Г	нефть	2С0п	3,49E-05
	нефть	2С1п	9,90E-07
	нефть	2С2п	3,13E-07
	нефть	2С0ч	2,33E-04
	нефть	2С1ч	6,60E-06
	нефть	2С2ч	2,08E-06

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

1800-ПБ.ТЧ

Лист

60

Согласно разработанного на эксплуатирующем предприятии ПЛА, одномоментно на площадке куста скважин могут находиться до 3-х человек из числа обслуживающего персонала.

Индивидуальный и коллективный риски поражения определены с учетом регламентного времени пребывания персонала на площадке куста скважин (вероятность присутствия 0,125).

*Индивидуальный риск для персонала в выделенной группе риска на площадке куста №141, составляет  $1,96 \cdot 10^{-7}$  1/год.*

*Коллективный риск гибели для персонала на кусте скважин №141 составит  $5,88 \cdot 10^{-7}$  1/год.*

*В связи с тем, что потенциальный риск поражения людей в любой точке не превышает степени  $10^{-6}$ , потенциально территориальный риск графически не отобразился.*

## 21 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Кусты скважин практически не представляет опасности для населения и других третьих лиц, так как площадки кустов находятся на достаточном удалении от населенных пунктов, предприятий и иных мест сосредоточения людей.

Индивидуальный риск для персонала обслуживающего проектируемые объекты не превышает степени  $10^{-6}$  год<sup>-1</sup> и составляет  $1,96 \cdot 10^{-7}$  год<sup>-1</sup>, что значительно ниже фоновых показателей риска гибели людей в нефтедобывающей отрасли нефтегазового комплекса РФ ( $1,34 \cdot 10^4$  согласно прил. №3 к Руководству по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса».)

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							61
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

**Описание организационно-технических мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и снижение риска аварий**

Для обеспечения промышленной безопасности, защиты населения и территорий от аварий или чрезвычайных ситуаций техногенного характера, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта, разработаны организационные и технические мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий. К числу организационно-технических мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и снижение риска аварий на объекте относятся:

- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварий; поддержание в готовности средств доставки сил и средств ликвидации аварий к аварийным участкам;
- создание и хранение аварийного запаса труб, арматуры, фасонных изделий, аварийного комплекта инструмента и технических средств;
- обучение и постоянная проверка квалификации персонала;
- подготовка обслуживающего персонала к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- проведение всех огневых работ только по оформленным нарядам-допускам и разрешениям при соответствующей подготовке рабочих мест;
- регулярное проведение проверки технического состояния опасного производственного объекта специалистами Ростехнадзора и государственного пожарного надзора МЧС России и составление планов мероприятий по ликвидации выявленных отступлений от действующих норм и правил;
- дистанционный контроль за параметрами добычи нефти, состоянием оборудования, возможность остановки работы скважин, закрытие секущих задвижек дистанционно;
- регулярное проведение замен изношенного оборудования, текущих и капитальных ремонтов согласно утвержденным графикам.
- поддержание систем обеспечения безопасности в постоянной исправности;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист
							62
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

– тщательный контроль качества выполненных строительно-монтажных работ с применением современных способов неразрушающего контроля.

***Решения предусматривающие мероприятия по снижению вероятности возникновения аварий***

С целью уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации предусмотрены мероприятия технического характера:

- технологический процесс по добыче нефти осуществляется по непрерывной схеме;
- трубопроводы и арматура выполняются герметичными;
- применяемые трубы, арматура, оборудование соответствуют климатическим условиям района строительства;
- соединения технологических трубопроводов выполнены сваркой, сварные стыки участков трубопровода подлежат контролю физическими методами;
- предусмотрена аварийная сигнализация при достижении критичных значений технологических параметров;
- для защиты от статического электричества оборудование и трубопроводы заземлены;
- стальная арматура, используемая на объекте, относится к классу герметичности «А», арматура является стойкой к коррозионному воздействию рабочей среды, высоконадежной и безопасной при правильной эксплуатации;
- прокладка трубопроводов выполнена в подземном исполнении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Формат А4	



Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1800-ПБ.ТЧ	Лист



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**  
Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР  
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ**

**А46-05108**

**Эксплуатирующая организация:** Акционерное общество "Белкамнефть" имени А.А. Волкова, 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100, ИНН 0264015786

**Опасные производственные объекты,** эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".  
Перечень опасных производственных объектов прилагается в Приложении на 13 листах.

Дата выдачи: "28" июня 2021 г.

Заместитель руководителя



В.В. Логинов

**А В 287024**

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

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Приложение  
к Свидетельству о регистрации

номер и дата выдачи

А46-05108 "28" июня 2021 года

стр. 3 из 13

Полное наименование объекта	Рег. номер	Дата рег.	Класс опасности
Фонд скважин Дебесского месторождения нефти (4)	A46-05108-0026	08.12.2003	IV класс
Площадка насосной станции (пункт сдачи продукции) "Малая Пурга" (4)	A46-05108-0027	08.12.2003	II класс
Система межпромысловых трубопроводов (Быгинское месторождение нефти-Черновское месторождение нефти) (4)	A46-05108-0033	08.12.2003	III класс
Участок ППУ НГДУ-2 (12)	A46-05108-0035	08.12.2003	III класс
Участок транспортный НГДУ-2 (15)	A46-05108-0036	08.12.2003	IV класс
Фонд скважин Новоселкинского месторождения нефти (4)	A46-05108-0037	08.12.2003	IV класс
Участок предварительной подготовки нефти "Вятка" (4)	A46-05108-0039	08.12.2003	II класс
Пункт подготовки и сбора нефти "Ашит" (4)	A46-05108-0040	08.12.2003	II класс
Фонд скважин Вятской площади Арланского месторождения нефти (4)	A46-05108-0042	08.12.2003	IV класс
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского месторождения нефти (4)	A46-05108-0043	08.12.2003	III класс
Система межпромысловых трубопроводов УППН "Вятка"-ППСН "Ашит" (4)	A46-05108-0044	08.12.2003	II класс
Фонд скважин Камбарского месторождения нефти (4)	A46-05108-0045	08.12.2003	IV класс
Фонд скважин Алексеевского месторождения нефти (4)	A46-05108-0046	08.12.2003	IV класс

Заместитель руководителя

В.В. Логинов

Без Свидетельства о регистрации недействительно

А В 285277



Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1800-ПБ.ТЧ

Лист

66

## АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

### Управление промышленной и экологической безопасности

Исх. № УПиЭБ-06/ 229 от 25.02. 2022 г.  
 На № УКС-06/692 от 14.02.2022

Заместителю начальника УКС  
 Пантюхину В.С.

Начальника УПиЭБ  
 Одуденко А.А.

#### О предоставлении информации

#### СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

В рамках разработки документации по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста №154» предоставляем запрашиваемые данные по направлению деятельности.

Дополнительно по п. 7 запроса сообщаем, что количество опасного вещества (горючая жидкость в технологическом процессе) на ОПО «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-2 Вятской площади Арланского м.н.» составляет 177,826 т.

Документация расположена по адресу: \\terak\common\temp\ОООС\УКС 692.



Онюпкина Елена Владимировна  
 56-38



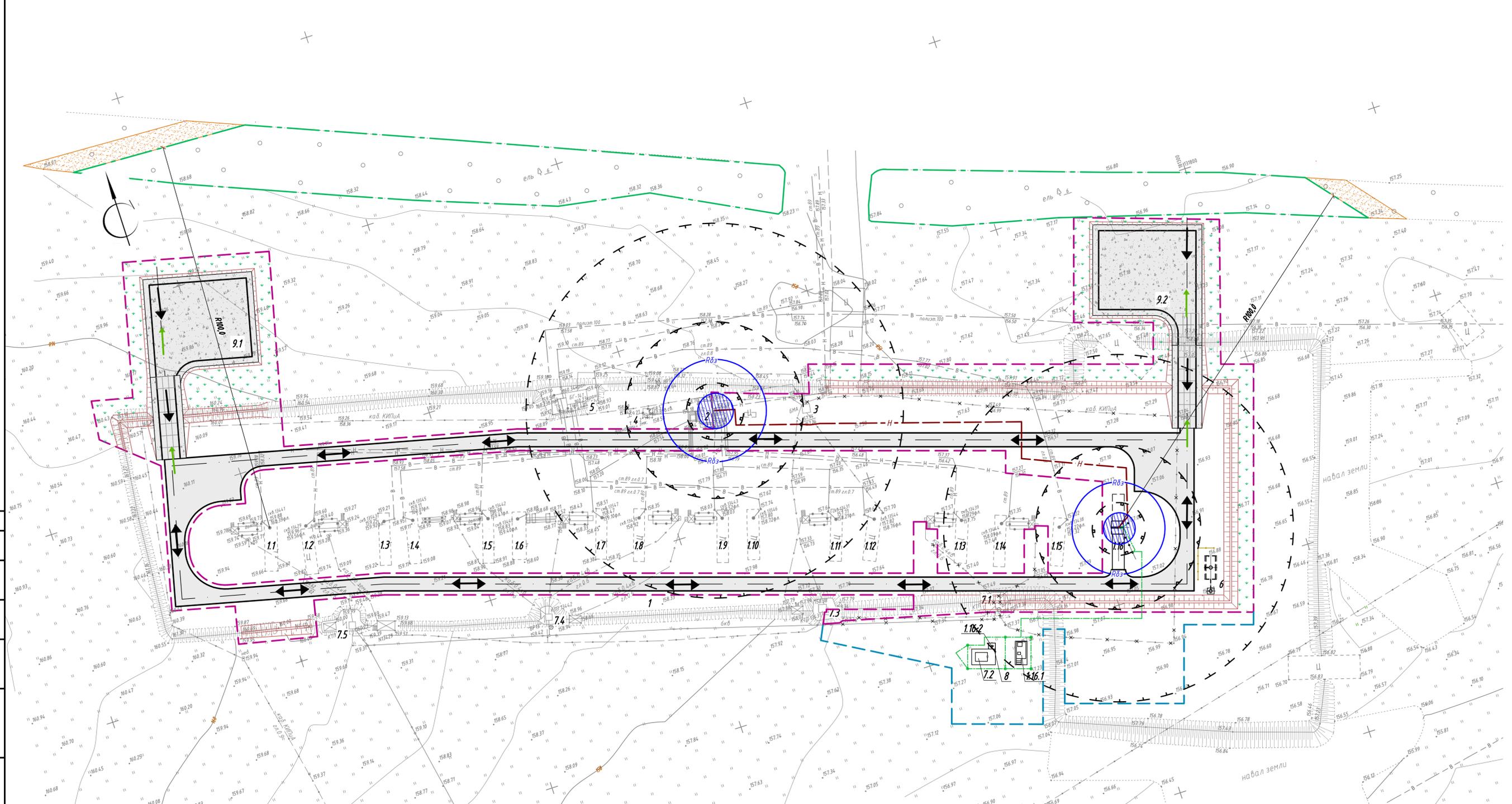
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			1800-ПБ.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Формат А4	

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемые сооружения
	Проектируемые сооружения подземные
	Сооружения и коммуникации, подлежащие демонтажу
	Площадки и подъезды с покрытием из щебня внутри куста скважин (тип 1)
	Площадки и подъезды с покрытием из ж/бетонных плит (тип 2)
	Переезд через трубопровод из дорожных плит (тип 4)
	Технологическое обвалование куста
	Откос
	Металлическое сетчатое ограждение подземной емкости
	Озеленение посевом трав
	Вспаханная полоса
	Граница благоустройства территории
	Граница строительной полосы
	Граница вырубki древесно-кустарниковой растительности
	Выкидная линия
	Контур заземления с вертикальными и горизонтальными заземлителями
	Площадь пожара пролива
	Граница зоны безопасной для людей, при пожаре пролива (4,2 кВт/м²)
	Граница зоны поражения P=5 кПа
	Граница зоны поражения P=12 кПа
	Граница зоны поражения P=28 кПа
	Направление движения пожарной и другой спец.техники
	Направление эвакуации людей

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Куст скважин	сущест.
1.1	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.2	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.3	Нагнетательная скважина	сущест.
1.4	Нагнетательная скважина	сущест.
1.5	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.6	Добывающая скважина (недействующая)	сущест.
1.7	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.8	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.9	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.10	Нагнетательная скважина	сущест.
1.11	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.12	Нагнетательная скважина	сущест.
1.13	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.14	Добывающая скважина оборудованная станком-качалкой	сущест.
1.15	Нагнетательная скважина	сущест.
1.16	Добывающая скважина №13736Г оборудованная ЭЦН	проектир.
1.16.1	Площадка под станцию управления и повышающий трансформатор	проектир.
1.16.2	Дроссель	проектир.
2	Технологический блок АГЗУ	сущест.
3	Аппаратурный блок АГЗУ (БМА)	сущест.
4	Емкость производственных стоков	сущест.
5	Блок гребенки	сущест.
6	Емкость ливневых стоков V=25,0 м³	проектир.
7.1	Комплектная трансформаторная подстанция	демонтир.
7.2	Комплектная трансформаторная подстанция	проектир.
7.3,7.4,7.5	Комплектная трансформаторная подстанция	сущест.
8	Компенсатор реактивной мощности	проектир.
9.1, 9.2	Площадка для стоянки пожарной техники	проектир.



					1800-ПБ.ГЧ			
					"Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста №14.1"			
Изм.	Кол.	Лист	Подп.	Дата	Промышленная безопасность	Страница	Лист	Листов
Разработчик	Петухов					П	1	1
Проверил	Гусева							
Нач.отд.	Петухов				Ситуационный план организации земельного участка. Зоны действия поражающих факторов. М 1:500			
Н. контр.	Щепина				ООО ПКИ "Промпроект"			
ГИП	Исеников				Формат А3x4			

Составлено  
 План и дата  
 Имя и подпись  
 Взам. инв. №