Заказчик проекта – {{ company\_name }}

**«{{ project\_name }}»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных**

**федеральными законами.**

**Часть 1. Декларация промышленной безопасности.**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка**

**{{ project\_shifr }}-ДПБ2**

**Том {{ tom\_shifr }}**

Заказчик проекта – {{ company\_name }}

**«{{ project\_name }}»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных**

**федеральными законами.**

**Часть 1. Декларация промышленной безопасности.**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка**

**{{ project\_shifr }}-ДПБ2**

**Том {{ tom\_shifr }}**

**Директор К.М. Кузнецов**

**Главный инженер проекта Д.В. Смекалин**

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

в составе проектной документации

**«{{ project\_name }}»**

**Организация разработчик:** ООО «НПФ «ГСК»

**Адрес организации разработчика:** Российская Федерация, 420039, РТ, г. Казань, ул. Декабристов, д.184, оф.1

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

| Обозначение | Наименование | Примечание |
| --- | --- | --- |
| {{ project\_shifr }}-ДПБ2.С | Содержание тома | 1 |
| {{ project\_shifr }}-СП | Состав проектной документации | 1 |
| {{ project\_shifr }}-ДПБ2.Р | Разработчики материалов тома | 1 |
| {{ project\_shifr }}-ДПБ2.ТЧ | Текстовая часть | 85 |

Документ {{ project\_shifr }}-СП «Состав проектной документации» представлен отдельным томом.

Разработчики материалов тома

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование раздела | Отдел,  должность | Фамилия И.О. | Подпись | Дата |
| Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных  федеральными законами.  Часть 1. Декларация промышленной безопасности.  Книга 2. Расчетно-пояснительная записка | ГИП | Смекалин Д.В. |  |  |
| Главный специалист | Кузнецова Э. Э. |  |  |

Оглавление

[РАЗДЕЛ 1. СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ 9](#_Toc67660217)

[1.1 Сведения об опасных веществах 9](#_Toc67660218)

[1.2 Данные о технологии и оборудовании 13](#_Toc67660219)

[1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса 13](#_Toc67660220)

[1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества 14](#_Toc67660221)

[1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества 17](#_Toc67660222)

[1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию 19](#_Toc67660223)

[1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности на составляющих декларируемого объекта 20](#_Toc67660224)

[1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ 20](#_Toc67660225)

[1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ 20](#_Toc67660226)

[1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности 21](#_Toc67660227)

[1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации и других средств обеспечения безопасности 23](#_Toc67660228)

[РАЗДЕЛ 2. АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ 24](#_Toc67660229)

[2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте 24](#_Toc67660230)

[2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов) 24](#_Toc67660231)

[2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами 24](#_Toc67660232)

[2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте 36](#_Toc67660233)

[2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте 39](#_Toc67660234)

[2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте 39](#_Toc67660235)

[2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ 42](#_Toc67660236)

[2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии 49](#_Toc67660237)

[2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов 53](#_Toc67660238)

[2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов 60](#_Toc67660239)

[2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте 66](#_Toc67660240)

[2.2.6.1. Оценка возможного числа пострадавших в результате воздействия теплового излучения 66](#_Toc67660241)

[2.2.6.2. Оценка возможного числа пострадавших в результате воздействия ударной волны избыточного давления 67](#_Toc67660242)

[2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде 70](#_Toc67660243)

[2.3 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта) 76](#_Toc67660244)

[РАЗДЕЛ 3. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ 81](#_Toc67660245)

[3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц 81](#_Toc67660246)

[3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска 83](#_Toc67660247)

[3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий 83](#_Toc67660248)

[РАЗДЕЛ 4. СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 85](#_Toc67660249)

[4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте 85](#_Toc67660250)

[4.2 Перечень литературных источников 86](#_Toc67660251)

[4.3 Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки 87](#_Toc67660252)

# СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

# Сведения об опасных веществах

В соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания", пары нефти относятся к веществам 3 класса опасности. На объекте обращаются опасные вещества, характеристика которых представлена в таблицах ниже (Таблица 1, Таблица 2).

Таблица 1- Характеристика опасного вещества – нефть

| №№  п/п | Наименование  параметра | Параметр | Источник информации |
| --- | --- | --- | --- |
| 1.  1.1.  1.2. | Название вещества  химическое  торговое | нефть  нефть | 1. Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева.  2. Проектная документация |
| 2.  2.1.  2.2. | Формула  эмпирическая  структурная | –  Сn Нm |
| 3. | Состав, основной продукт (нефть) |  |
| 3.1. | обводненность (вода), % | {{ water\_cut}} |
| 3.2 | Содержание, % масс. |  |
|  | Серы | {{ sulfur }} |
|  | Смол силикагелевых | {{ resins }} |
|  | Асфальтенов | {{ asphalt }} |
|  | Парафинов | {{ paraffin }} |
| 4. | Общие данные |  | 1. Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева.  2. Проектная документация |
| 4.1. | молекулярный вес, г/моль | 234,2 |
| 4.2. | температура начала кипения, 0С (при давлении 101 кПа) | 64 |
| 4.3. | плотность при 20 0С,  кг/м3 | {{ density }} |
| 4.4. | Вязкость, МПа\*с | {{ viscosity }} |
| 5. | Данные о взрыво-опасности |  |
| 5.1. | температура вспышки 0С | минус 28 |
| 5.2. | температура самовоспламенения 0С | 300 |
| 5.3. | пределы взрываемости, % (об.) | 2,9 ÷ 15 |
| 6. | Данные о токсической опасности |  | 1. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".  2. Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред. Н.В. Лазарева.  3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. |
| 6.1. | ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м3: |  |
| при перекачке | 10 |
| при хранении | 300 |
| 6.2. | ПДК в атмосферном воздухе, мг/м3 | 5 |
| 6.3. | пороговая концентрация, мг/м3 | 900 |
| 6.4. | летальная концентрация, мг/м3 | 40000 |
| 7. | Реакционная способность | окисление |
| 8. | Запах | углеводорода, сероводорода | Справочник нефтепереработчика под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г.: Л., Химия, 1986 г. |
| 9. | Коррозионное воздействие | среднеагрессивное | Туфанов Д.Г. Коррозионная стойкость нержавеющих сталей. Справочник: М., Металлургия, 1982 г. |
| 10. | Меры предосторожности | 1. Исключить попадание на кожу рук и лица.  2. Оснащение рабочих мест средствами безопасности, приборами контроля загазованности.  3. Использование СИЗ. | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 11. | Информация о воздействии на людей | Наркотическое действие, острые катары верхних дыхательных путей | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 12. | Средства защиты | Спецодежда тип А, тип Б.  Спецобувь с защитными свойствами Нм, Нс.  Фильтрующий противогаз с коробкой марки «А», «В».  Шланговые – ПШ-1,  ПШ-2. | 1. Справочник нефтепереработчика под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г.: Л., Химия, 1986 г.  2. ГОСТ 12.4.111-82 и  ГОСТ 12.4.112-82.  3. ГОСТ 12.4.137-84 |
| 13. | Методы перевода вещества в безвредное состояние | Сбор и утилизация | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 14. | Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | 1. Вывести пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух, удобно уложить.  2. Освободить от стесняющей одежды.  3. Покой, тепло, чай, успокаивающие средства.  4. В тяжелых случаях искусственное дыхание методами «рот в рот», и «рот в нос».  5. Вызвать скорую мед. помощь. | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |

Таблица 2- Характеристика опасного вещества – нефтяной газ

| №№  п/п | Наименование  параметра | Параметр | Источник информации |
| --- | --- | --- | --- |
| 1.  1.1.  1.2. | Название вещества:  химическое  торговое | Нефтяной газ  – | 1. Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред. Н.В. Лазарева.  2. Проектная документация |
| 2.  2.1.  2.2. | Формула  Эмпирическая  Структурная | Сn Нm  – |
| 3. | Примеси, % моль |  |
|  | H2S | 0,22 |
| 4. | Общие данные |  |
| 4.1. | плотность при 20 0С, кг/м3 | 1,3779 |
| 5. | Данные о взрыво-опасности |  |
| 5.1. | пределы взрываемости, % (об.) | 2,9 ÷ 15 |
| 6. | Данные о токсической опасности |  | 1. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".  2. Перечень и коды загрязняющих веществ. Фирма «Интеграл», Санкт-Петербург, 1995 г. |
| 6.1. | ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м3 | 300 |
| 6.2. | ПДК в атмосферном воздухе, мг/м3 | 5 |
| 6.3. | пороговая концентрация, мг/м3 | 900 |
| 6.4. | летальная концентрация, мг/м3 | 40000 |
| 7. | Реакционная способность | Взаимодействует с сильными окислителми с опасностью возникновения пожара и взрыва | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 8. | Запах | углеводорода, сероводорода | Справочник нефтепереработчика под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г.: Л., Химия, 1986 г. |
| 9. | Коррозионное воздействие | Некоррозионноактивный | Туфанов Д.Г. Коррозионная стойкость нержавеющих сталей. Справочник: М., Металлургия, 1982 г. |
| 10. | Меры предосторожности | 1. Оснащение рабочих мест средствами безопасности, приборами контроля загазованности.  2. Использование СИЗ. | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 11. | Информация о воздействии на людей | Наркотическое действие, острые катары верхних дыхательных путей | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 12. | Средства защиты | Спецодежда тип А, тип Б.  Спецобувь с защитными свойствами Нм, Нс.  Фильтрующий противогаз с коробкой марки «А», «В».  Шланговые – ПШ-1,  ПШ-2 | 1. Справочник нефтепереработчика под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г.: Л., Химия, 1986 г.  2. ГОСТ 12.4.111-82 и  ГОСТ 12.4.112-82.  3. ГОСТ 12.4.137-84 |
| 13. | Методы перевода вещества в безвредное состояние | Рассеивание в атмосфере, сжигание на свечу, приточно- вытяжная вентиляция | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |
| 14. | Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | 1. Вывести пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух, удобно уложить;  2. Освободить от стесняющей одежды;  3. При нарушении дыхания - кислотрод  4. При отсутствии дыхания – немедленно начать делать искусственное дыхание «изо рта в рот» до прибытия врача  5. Госпитализация | Вредные вещества в промышленности. Справочник. Химия, Л., в трех томах, под ред.  Н.В. Лазарева. |

# Данные о технологии и оборудовании

# Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса

Данная проектная документация разрабатывается с учетом существующих сооружений сбора и транспорта нефти.

Для осуществления сбора и транспорта нефтегазовой смеси от проектируемых скважин данной проектной документацией предусматривается:

- обустройство куста скважин №1063;

- обустройство устьев добывающих скважин – 3 шт;

- максимально герметизированная напорная однотрубная система сбора нефти от сква-жин до ДНС-2 Тавельского нефтяного месторождения;

- максимальное использование существующих сооружений и трубопроводов;

- индивидуальный замер дебита скважин групповыми замерными установками ГЗУ ИТОМ 40-4-30Д оборудованными счетчиками количества жидкости СКЖ;

- строительство технологических и промысловых трубопроводов;

- применение для подземной прокладки технологических выкидных трубопроводов труб с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием (ПНИ) по ТУ 1390-001-67740692-2010;

- применение для подземной прокладки нефтегазосборных трубопроводов труб с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием (ПНИ) по ТУ 1390-001-67740692-2010 и с внутренним антикоррозионным покрытием заводского изготовления по ТУ 24.20.13-027-67740692-2018;

- строительство надземных трубопроводов из стальных труб по ГОСТ 10704-91 с наружным лакокрасочным антикоррозионным покрытием;

- строительство узлов подключения.

Принципиальная технологическая схема представлена на рисунке ниже (Рисунок 1).

# План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

На рисунке ниже (Рисунок 2) представлен план размещения проектируемых трубопроводов на местности.

Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема транспорта нефти

Рисунок 2 - План размещения проектируемых трубопроводов на местности

# Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

В таблице ниже (Таблица 3) представлен перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.

Таблица 3 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

| № поз. по техн. схеме | Наименование оборудования, материал | Расположение | Кол-во, шт. | Назначение | Техническая характеристика |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оборудование не вошедшее в площадку | | | | | |
| Проектируемое оборудование | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | Трубопровод, сталь В20 | Подземное | 1 | Транспорт нефти | L = 0,029 км  Dвн = 89 мм  Pн = 0,24 МПа  Pк = 0,24 МПа |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | Трубопровод, сталь В20 | Подземное | 1 | Транспорт нефти | L = 0,027 км  Dвн = 89 мм  Pн = 0,24 МПа  Pк = 0,24 МПа |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | Трубопровод, сталь В20 | Подземное | 1 | Транспорт нефти | L = 0,043 км  Dвн = 89 мм  Pн = 0,24 МПа  Pк = 0,24 МПа |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | Трубопровод, сталь В20 | Подземное | 1 | Транспорт нефти | L = 0,042 км  Dвн = 114 мм  Pн = 0,24 МПа  Pк = 0,24 МПа |

В таблице ниже (Таблица 4) представлена характеристика оборудования существующей системы нефтесбора.

Таблица 4 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества (существующая сеть нефтесбора)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Ветвь | | Длина, м | Ду, мм | | Объем, м3 | | Масса нефти, т | |
| 1 | Куст 18 – т,1 | | 5182 | 89 | | 32,24 | | 28,47 | |
| 2 | Куст 17 – т,1 | | 11,2 | 114 | | 0,11 | | 0,10 | |
| 3 | т,1 – т,2 | | 99 | 159 | | 1,97 | | 1,74 | |
| 4 | Куст 17 – т,2 | | 12,7 | 114 | | 0,13 | | 0,11 | |
| 5 | т,2 – т,3 | | 130 | 159 | | 2,58 | | 2,28 | |
| 6 | т,3 – т,4 | | 88 | 159 | | 1,75 | | 1,54 | |
| 7 | Куст 28 – т,4 | | 228 | 114 | | 2,33 | | 2,05 | |
| 8 | т,4 – т,5 | | 220 | 159 | | 4,37 | | 3,86 | |
| 9 | Куст 16 – т,6 | | 20 | 159 | | 0,40 | | 0,35 | |
| 10 | т,6 – т,7 | | 595 | 159 | | 11,81 | | 10,43 | |
| 11 | Куст 15 – т,7 | | 250 | 159 | | 4,96 | | 4,38 | |
| 12 | скв, 573 – т,7 | | 1150 | 114 | | 11,74 | | 10,36 | |
| 13 | т,7 – т,8 | | 1016 | 159 | | 20,17 | | 17,81 | |
| 14 | Куст 14 – т,8 | | 750 | 159 | | 14,89 | | 13,15 | |
| 15 | т,8 – т,9 | | 296 | 159 | | 5,88 | | 5,19 | |
| 16 | Куст 13 – т,9 | | 950 | 114 | | 9,70 | | 8,56 | |
| 17 | т,9 – т,10 | | 140 | 159 | | 2,78 | | 2,45 | |
| 18 | Куст 20 – т,10 | | 416 | 159 | | 8,26 | | 7,29 | |
| 19 | т,10 – ДНС-2 | | 727 | 159 | | 14,44 | | 12,75 | |
|  | | Итого: | | | 150,5 | | 132,89 | |

# Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию представлены ниже (Таблица 5).

Таблица 5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

| Технологический блок, оборудование | | | Количество опасного вещества, т | | Физические условия содержания опасного вещества | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование составляющей | Наименование оборудования, № по схеме, (опасное вещество) | Кол-во единиц | В единице оборудования | В блоке | Агрегатное состояние | Давление, МПа | Температура, 0С |
| Проектируемое оборудование | | | | | | | |
| Тавельское м.н. | Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ, нефть | 0,029 км | 0,155 | 0,155 | Ж.ф.+п.г.ф. | 0,24 | 10 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ, нефть | 0,027 км | 0,143 | 0,143 | Ж.ф.+п.г.ф. | 0,24 | 10 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ, нефть | 0,043 км | 0,227 | 0,227 | Ж.ф.+п.г.ф. | 0,24 | 10 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9, нефть | 0,042 км | 0,364 | 0,364 | Ж.ф.+п.г.ф. | 0,24 | 10 |

Итого: нефти на декларируемом объекте 133,78 т с учетом существующей системы нефтесбора

# Описание технических решений по обеспечению безопасности на составляющих декларируемого объекта

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

* 1. предварительное испытание перед монтажом трубопроводов;
  2. применение сварных соединений, строгое соблюдение режимов сварки труб и 100% контроль сварных стыков неразрушающими методами;
  3. своевременное устранение выявленных дефектов;
  4. вырезка дефектных участков трубопроводов;
  5. наличие на трубопроводе необходимого количества отсекающих задвижек;
  6. выполнение мероприятий по сохранности нефтепроводов;
  7. защита подземных коммуникаций от коррозии;
  8. применение материалов и оборудования, прошедших сертификацию;
  9. обслуживание оборудования и трубопроводов персоналом, обученным и допущенным к работе;
  10. выполнение и контроль за соблюдением графика технического обслуживания и ремонта (ТОР);
  11. обучение, инструктаж и подготовка обслуживающего персонала;
  12. периодическая проверка знаний обслуживающего персонала;
  13. проверка приборов контроля.

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

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на линейных объектах можно выделить следующие:

1. По условиям безопасного отсечения потоков:

- регулирование давления в трубопроводах;

- наличие на трубопроводах необходимой запорной арматуры.

2. По условиям аварийного освобождения технологического оборудования:

- наличие амбаров для приема нефти.

3. По условиям ограничения, локализации и дальнейшей утилизации опасных веществ:

- разработка плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти;

- периодическое проведение противоаварийных тренировок персонала;

- регулярное наблюдение обслуживающим персоналом за состоянием линейной части нефтепровода;

- создание и содержание в сохранности запаса материальных средств для ликвидации возможных аварий;

- наличие ремонтной службы.

# Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности

Обращающееся на составляющих декларируемого объекта вещество (нефть) относится к категории горючих жидкостей (ГЖ), которое при аварийной разгерметизации технологического оборудования, испаряясь, может создавать с кислородом воздуха взрывоопасные парогазовоздушные смеси, что требует принятия определенных инженерных решений для обеспечения взрывопожаробезопасности объекта.

Пожарная безопасность на составляющих декларируемого объекта обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара, предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него, для чего на существующем оборудовании и в проектной документации реализуются следующие мероприятия:

1. определение категорий производственных зданий, помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы взрывоопасных и пожароопасных зон и соответственно им определены степени защиты, применяемого электрооборудования;
2. преимущественное размещение технологического оборудования на открытых площадках;
3. полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
4. для технологического процесса определяется совокупность критических значений параметров; допустимый диапазон изменения параметров устанавливается с учетом характеристик технологического процесса;
5. при пуске в работу или остановке оборудования (участков технологических трубопроводов) предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей;
6. технологический процесс не проводится при критических значениях параметров;
7. установка огнепреградителей на линиях подачи газа к факелу аварийного сжигания газа;
8. соответствие зданий и сооружений по степени огнестойкости требованиям нормативно-технической документации (НТД);
9. запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
10. выкашивание травы и удаление мелких кустарников;
11. свободное открывание дверей на эвакуационных путях в направлении выхода из здания;
12. содержание проходов, выходов, коридоров, тамбуров, стационарных пожарных лестниц в исправном и доступном состоянии;
13. оснащение участков предприятия первичными средствами пожаротушения;
14. защита зданий и сооружений от прямого удара молнии и вторичных ее проявлений стержневыми молниеотводами в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
15. для защиты от разрядов статического электричества, подсоединение всего технологического оборудования к заземляющим устройствам;
16. подсоединение емкостного оборудования, в котором обращаются опасные вещества, к контуру заземления не менее чем в двух местах;
17. выполнение необходимых требований по содержанию территории предприятия, в том числе по беспрепятственному подъезду к зданиям, сооружениям, пожарным гидрантам;
18. твердое покрытие дороги на территории предприятия и освещение в темное время суток по СНиП 23-05-95\* «Естественное и искусственное освещение»;
19. наличие извещателей пожарной сигнализации во взрывобезопасном исполнении;
20. регулярное рассмотрение и переутверждение «Инструкции по предупреждению и ликвидации пожара на производственных участках»;
21. обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой (тип А, тип Б по ГОСТ 12.4.111-82 и ГОСТ 12.4.112-82) и спецобувью с защитными свойствами Нм, Нс (по ГОСТ 12.4.137-84);
22. контролирование температуры подшипниковых узлов электронасосных агрегатов;
23. проведение всех работ в действующих насосных, только с включенной приточно-вытяжной вентиляцией;
24. во всех опасных местах установлены надписи и знаки безопасности согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные и знаки безопасности»;
25. составление перечня газоопасных мест;
26. вывешивание планов эвакуации людей в случае пожара в каждом административном и производственном зданиях;
27. ограничение скорости движения автотракторной техники по территории объекта;
28. оборудование выхлопных труб двигателей внутреннего сгорания глушителями – искрогасителями, с соблюдением требований противопожарных норм;
29. оснащение помещений насосных стационарными газосигнализаторами, с проведением периодической калибровки специалистами службы КИП и А и обязательной государственной поверки;
30. оборудование помещений насосных сигнализаторами взрывоопасных концентраций, с ежемесячной калибровкой специалистами службы КИП и А и обязательной государственной поверке 1 раз в 6 месяцев, и датчиками утечек;
31. разработка проектной документации на средства автоматики и телемеханики специализированными проектными организациями;
32. задействование передвижной пожарной техники;
33. разработка «Инструкции по предупреждению и ликвидации пожара на производственных участках».

# Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации и других средств обеспечения безопасности

В разделе «Автоматизация» предусматривается решение вопросов автоматизации техно-логических процессов и объектов в объеме основных положений по обустройству нефтяных промыслов при наличии промышленного производства соответствующих контрольно- измерительных приборов и средств автоматизации.

На проектируемых объектах предусматриваются устройства контроля и управления, со-стоящие из первичных и вторичных преобразователей.

Кустовая площадка обустроена; расположенные на них скважины оснащены средствами автоматизации и телемеханизации.

Решения осуществляются в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», соблюдение которых должно обеспечить:

- безаварийную эксплуатацию технологического оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

- локализацию аварий и режимов работы оборудования при отклонении от нормы техно-логических параметров;

- поддержание заданных технологических режимов работы;

- предупреждение выбросов горючих продуктов в окружающую среду или максимальное ограничение их количества, а также предупреждение взрывов и предотвращение травмирования производственного персонала;

- безаварийную остановку производства по специальным программам, определяющим последовательность и время выполнения операций отключения при аварийных выбросах,

а также снижение или исключение возможности ошибочных действии производственно-го персонала при ведении процесса, пуске и остановке производства;

- выдачу информации о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления.

Система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) включена в общую систему управления технологическим процессом. Формирование сигналов для ее срабатывания базируется на регламентированных предельно допустимых значениях параметров.

Система противоаварийной автоматической защиты предусматривается на базе микро-процессорной и вычислительной техники.

Контрольно-измерительные приборы, сигнальные устройства во взрывоопасных зонах предусмотрены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ, вид взрывозащиты-категории и группе взрывоопасной смеси.

# АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ

# Анализ аварий на декларируемом объекте

# Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов)

На декларируемом объекте аварий, связанных с выбросом опасных веществ не происходили.

# Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами

Перечень аварий и неполадок, имевших место на других аналогичных объектах, приведен ниже(Таблица 6).

Таблица 6 – Примеры аварий и неполадок, имевших место на аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

| № | Дата и место аварии | Вид аварии (неполадки) | Описание аварии и основные причины | Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов | Число пострадавших, ущерб |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 20.06.95г. нефтепровод «Куйбышев Тихорецк» АООТ «Приволжские магистральные нефтепроводы» | Выход и воспламенение нефти | Повреждение магистрального нефтепровода при производстве работ по замене изоляции. Нефть под давлением 10 кг/см2 из поврежденного кольцевого стыка попала на работающие трубоукладчики и электростанцию с последующим воспламенением | Загрязнение участка местности, атмосферы | Не сообщается |
|  | 10.02.99г.  ОАО «Черномортранснефть» | Выброс нефти с последующим ее возгоранием | На 346-м км магистрального нефтепровода «Малгобек-Тихорецк» обнаружен выход нефти в объеме 1,2 м3 на рельеф через несанкционированную врезку неизвестными лицами. Во время ремонта произошло возгорание нефти. На момент аварии перекачка нефти по трубопроводу не велась | Загрязнение участка местности, атмосферы | Не сообщается |
|  | 13.04.99г. ОАО «Урало- Сибирские магистральные нефтепроводы» | Выброс нефти | На 84-м км магистрального нефтепровода «Туймазы-Уфа II» во время промышленной эксплуатации произошел выход нефти из коррозионного свища. Нефть попала в р. Кармасан | Загрязнение водного объекта | Не сообщается |
|  | 18.08.99г.  ОАО «Юго-запад Транс нефтепродукт», Самарское управление | Выброс дизельного топлива | На 940 м км магистрального нефтепродуктопровода «Уфа Западное направление» в режиме промышленной эксплуатации произошло разрушение трубопровода. На поверхность земли вылилось дизельное топливо. | Загрязнение участка местности площадью 0,5 км2 . | Не сообщается |
|  | 03.09.99г.  ОАО «Юго-запад Транс- нефтепродукт», Самарское управление | Выброс дизельного топлива | На 743-м км магистрального нефтепродуктопровода «Уфа – Западное направление» в результате несанкционированной врезки в магистральный нефтепродуктопровод на поверхность земли вылилось около 36 м3 дизельного топлива | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 08.09.99г.  ОАО «Сибнефтепровод» | Выброс нефти | На 155-м км магистрального нефтепровода «Усть-Балык-Омск» в режиме промышленной эксплуатации обнаружен выход нефти из коррозионного свища | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 08.09.99г.  Тихорецкое РНЦ  ОАО «АК Транснефть» | Выброс нефти | На 121-м км магистрального нефтепровода «Баку-Грозный» в результате боевых действий поврежден трубопровод с попаданием нефти в речку Яман-Су | Загрязнение водного объекта | Не сообщается |
|  | Сентябрь 1999г. Село Суслово в 10 км от города Марьинска | Выброс нефти с последующим взрывом ее паров | На нефтепроводе, проходящем в районе села Суслово, проводились плановые ремонтные работы. Причиной взрыва и воспламенения вытекшей на землю нефти скорее всего явилась чья- то халатность (непогашенный окурок сигареты) и некачественно проведенный ремонт нефтепровода. При ликвидации пожара сгорел трактор ремонтников | Загрязнение участка местности, атмосферы | Тракторист, пытавшийся спасти трактор получил серьезные ожоги |
|  | 06.10.99г. Респ. Адыгея, Тахтамукайский р-н | Выброс нефти с последующим возгоранием | Прорыв нефтепровода «Краснодар-Крымск» с последующим возгоранием нефти | Загрязнение участка местности, атмосферы | Не сообщается |
|  | 09.11.99г. Республика Коми | Выброс  нефти | В 65 км от г. Печора из нефтепровода «Уса-Ухта-Ярославль» (Ø 720 мм, давление 5.35 МПа (53.5кгс/см2) в результате аварии вылилось 12 м3 нефти | В аварийно-восстано-вительных работах участвовали 23  Человека и 4 единицы техники.  Площадь загрязнения составляла 300 м3 | Не сообщается |
|  | 25.11.99г.  АК «Транснефтепродукт», Самарское управление | Выброс бензина | На 13-м км магистрального нефтепродуктопровода «Куйбышев – Брянск» ОАО «Юго-запад Транснефтепродукт» в режиме промышленной эксплуатации произошло разрушение сварного шва. Вылившийся на поверхность бензин частично попал в водоохранную зону р. Волга | Загрязнение участка местности и водной акватории | Не сообщается |
|  | 28.11.99г. Самарская обл. | Выброс нефти | У пос. Домашкины Вершины из-за коррозии металла произошел прорыв магистрального нефтепровода «Самара- Лисичанск» (Ø 1200 мм) с разливом 300 м3 нефти на пл. 100 м | В аварийно-восстано-вительных работах участвовали 30 человек и 5 единиц техники | Не сообщается |
|  | 29.11.99г.  ОАО «Приволжск-нефтепровод» | Выброс нефти | На 7-м км магистрального нефтепровода «Куйбышев-Лисичанск» при пуске в эксплуатацию после планового ремонта произошло разрушение сварного шва с выходом нефти на поверхность | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 08.12.99г.  ОАО «Саратовский НПЗ», управление Средне- Волжского округа | Выброс дизельного топлива | На участке трубопровода дизельного топлива от ОАО «Саратовский НПЗ» до Увекской нефтебазы разгерметизировался трубопровод вдоль поперечного сварного шва с последующей утечкой дизельного топлива | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 07.01.00г.  АК «Транснефтепродукт», Башкирское управление | Выброс дизельного топлива | На 139-м км магистрального нефтепродуктопровода «Уфа Камбарка» при проведении земельных работ бульдозером поврежден трубопровод. На поверхность вылилось около 30 м3 дизельного топлива | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 21.02.00г.  АК «Транснефть», упр. Ставропольского округа | Выброс нефти | На 11-м км магистрального нефтепровода «Нефтекумск-Станция налива в п. Чкалова» из-за несанкционированной врезки неизвестными лицами с целью хищения нефти произошел выход ее на рельеф местности в объеме свыше 20 м3 | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 06.03.00г.  Челябинская обл., г. Сатка | Выброс нефти | В результате прорыва нефтепровода ТОН-2 произошел вылив 10 тонн нефти. Причина аварии –трещина в трубопроводе | В аварийно-восстановительных работах участвовали 15 человек и 2 единицы техники.  Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 13.03.00г. ОАО «Черномортранснефть» | Выброс нефти | На 81-м км магистрального нефтепровода «Тихорецк-Туапсе» обнаружен выход нефти с частичным попаданием ее в речку Большой Зеленчук из-за несанкционированной врезки лицами с целью хищения нефти | Загрязнение участка местности и водного объекта | Не сообщается |
|  | 14.03.2000 г.  Самарская область  Сергиевский район  НГДУ «Сергиевскнефть» | На сборном пункте нефти при перекачке из одного резервуара в другой произошло возгорание нефти | Нарушение норм и правил технической безопасности | Авария локализована через 4 часа. В ликвидации последствий ЧС задействовано 73 человека и 16 единиц техники. | Пострадавших нет |
|  | 05.04.00г. ОАО «Черномортранснефть» | Выброс  нефти | На 328-м км магистрального нефтепровода «Малгобек-Тихорецк» из-за коррозионного разрушения обнаружен выход нефти из трубопровода | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 09.04.00г. Краснодарский край, Гулькевичский р-н | Выброс  нефти | На нефтепроводе (Ø 600 мм, давление 0,9 МПа.) из-под земли забил фонтан нефти. Предположительная причина – повреждение трубопровода с целью хищения нефтепродукта. Взрыва и пожара не было | Загрязнение участка местности | Население  не пострадало |
|  | 17.05.00г. ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы» | Выброс  нефти | На 126-м км магистрального нефтепровода «Салават-Орск» при земляных работах строительной техникой был поврежден нефтепровод с выходом около 30 м3 нефти | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 26.05.00г. ОАО «Транссиб-нефть» | Выброс  нефти | На 48-м км магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск-Красноярск» при ремонтных работах трубопроводчиком поврежден трубопровод с выходом нефти | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 31.05.00г. ОАО «Урало-Сибирские нефтепроводы» | Выброс нефти | На 1240-м км магистрального нефтепровода «Усть-Балык-Уфа-Альметьевск» при земляных работах бульдозером сбит узел несанкционированной врезки в трубопровод. В результате нефть вылилась на поверхность | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 15.07.00г. магистральный нефтепровод «Малгобек-Тихорецк» АК «Транснефть» | Выброс нефти | На 414-м км магистрального нефтепровода из несанкционированной врезки в трубопровод неизвестными лицами на рельеф местности вылилось около 180 м3 нефти | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 11.08.00г. АК «Транс-нефтепродукт», Самарское управление | Выброс дизельного топлива | На 939-м км магистрального нефтепродуктопровода «Уфа-Западное направление» ОАО «Юго-запад Транснефтепродукт» в режиме промышленной эксплуатации разрушился трубопровод по продольному сварному шву. На поверхность вышло около 1000 м3 дизельного топлива | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 22.08.00г. ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы» | Выброс  нефти с последующим  ее возгоранием | На 752-м км магистрального нефтепровода «Омск-Иркутск» при проведении ремонтных работ по замене изоляции разрушился трубопровод по сварному шву. В результате вышло около 100 м3 нефти с возгоранием | Загрязнение участка местности, атмосферы | Не сообщается |
|  | 11.05.01г. ОАО «Центрсибнефтепродукт» (Управление Западно-Сибирского округа) | Разрушение трубопровода | На 675-м км магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро-Судженск» (подводный переход через р. Обь) разрушился трубопровод с выходом нефти и попаданием ее в р. Обь | Загрязнение водного объекта | Не сообщается |
|  | 04.08.01г. «ТОН-1» ОАО «Урало-Сибирские МН» (Уральское управление) | Пролив нефти | На 350 км магистрального нефтепровода при обследовании нефтепровода обнаружена несанкционированная врезка с выходом нефти на рельеф | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 26.09.01г. ОАО «Верхневолжск-нефтепровод» (Нижегородское управление) | Разрушение трубопровода | На 263 км магистрального нефтепровода «Горький – Ярославль» разрушился трубопровод с утечкой около 600 м3 нефти и попаданием 150 м3 в р. Уводь | Загрязнение участка местности, водного объекта | Не сообщается |
|  | 01.10.01г. ОАО «Черномор-нефть» (управление Северо-Кавказского округа) | Пролив нефти | На 71 км магистрального нефтепровода «Тихорецк – Новороссийск» произошел выход около 20 м3 нефти через несанкционированную врезку | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 19.12.01г. ОАО «Уралсиб-нефтепровод» (Башкирское управление) | Разрушение трубопровода | На 289 км магистрального нефтепровода «Тумазы – Омск – Новосибирск» обнаружен выход нефти через коррозионный свищ | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 10.01.02г. ОАО «Черномортранснефть» | Разрушение трубопровода | На 19 км магистрального нефтепровода «Хадыженск – Краснодар» в результате падения дерева разрушился трубопровод с выходом на рельеф около 15 т нефти | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 31.08.02г. ОАО «Черномортранснефть» (Управление Северо-Кавказского округа) | Выход нефти | На 156-м км магистрального нефтепровода «Тихорецк – Новороссийск II» в результате несанкционированной врезки произошел выход 50м3 нефти | Загрязнение участка местности | Не сообщается |
|  | 30.01.03г.  нефтепровод Пермь - Альметьевск (ОАО "Северо-западные магистральные нефтепро-воды") в Актанышский район Татарстана | Утечка нефти | Причина аварии - незаконная врезка и так называемая усталость металла | В результате разрыва нефтепровода на 324 км образовалось нефтяное озеро площадью 2,6 га. | Не сообщается |
|  | 10.09.04г. с. Монжосовка Прилукского района | Выход нефти | Вследствие разгерметизации нефтепровода диаметром 159 мм, принадлежащего нефтегазодобывающему предприятию «Черниговнефтегаз», в реку Удай произошла утечка около 33 куб. м нефтеводяной смеси. | Площадь загрязнения водоема составила 1 100 кв. м. | Не сообщается |
|  | 10.10.04г.  Нонг-Еганское месторождение вблизи Лангепаса  нефтепровод ТПП "Покачев-нефтегаз" | Утечка нефти с последующим возгоранием | Прорыв внутрипромыслового нефтепровода ТПП "Покачевнефтегаз" привел к разливу и возгоранию нефти | Огонь распространился на площади 500 квадратных метров. | Не сообщается |
|  | 05.07.05г. Пермская область нефтепровод «Холмогоры-Клин» | Утечка нефти | В Большесосновском районе Пермской области на 1609 км магистрального нефтепровода "Холмогоры - Клин" произошел разлив около 15 кубометров нефти  Авария произошла из-за несанкционированной врезки. | загрязнено около 3 тыс. квадратных метров грунта | Не сообщается |
|  | 26.01.06г. Пензинская область  г. Кузнецк магистральный нефтепровод «Дружба» | Утечка нефти | Причиной аварии стал разрыв фланца задвижки на магистральном нефтепроводе в городе Кузнецк | Вытекло около 20 т на площади 1200 кв. метров | Не сообщается |
|  | 7.02.06г. нефтепровод «Нижневартовск - Курган – Куйбышев» ОАО «Уралсибнефть» | Утечка нефти | В ходе проведения ремонтных работ на трубопроводе сорвало обвязку | Вытекло 10 тонн нефти, а затем начался пожар | Не сообщается |
|  | 08.03.06г. 1925 км магистральный нефтепровод «НКК» ЛДПС «Субханкулово» Туймазинского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод» | Утечка нефти | Разорвалась труба в виде лепестка по верхней образующей размером 1,5 м, шириной 0,6 м с выходом нефти на поверхность земли | Часть нефтепродукта попала на лед р. Башинды | Не сообщается |
|  | 19.03.06г.  91 км магистральный нефтепровод «Крымск-Краснодар» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | В результате несанкционированной врезки в нефтепровод Dy=325 мм произошел выход нефти | Выход нефти около 0,3 м3 с попаданием ее в водоем | Не сообщается |
|  | 23.03.06г. 437 км магистральный нефтепровод  ОАО «Уралсибнеф-тепровод» | Утечка нефти | При проведении сельскохозяйственных работ трактором поврежден кран несанкционированной врезки в нефтепровод Dy=720 мм | Выход нефти- 99 м3, пахотные земли площадью 2100 м2 были загрязнены | Не сообщается |
|  | 29.07.06г. 57 км магистральный нефтепровод «Унеча-Полоцк» Брянского РУ ОАО «МН Дружба» | Утечка нефти | Разрушился патрубок вантуза №369 D=80 мм (раскрытие по продольной оси) | Выход нефти 48м3 на рельеф | Не сообщается |
|  | 10.08.06г. 80 км нефтепровода «Ходыженск-Краснодар» ОАО «Черномор-транснефть» | Утечка нефти | Произошел выход нефти из несанкционированного полиэтиленового трубопровода диаметром 20 мм, протяженностью 1,5 км, проложенного по дну оросительного канала и врезанного в магистральный нефтепровод D=325 мм, на расстоянии 700м от места врезки в него. | Выход нефти – 0,5м3. Нефть попала в дренажный канал (загрязнение водной поверхности площадью 7,5 тыс.м2) | Не сообщается |
|  | 22.10.06г. 1235,8 км нефтепровод «Куйбышев-Тихорецк» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | Несанкционированная врезка в нефтепровод | Выход нефти 48 м3, загрязнение пахотной земли нефтью площадью 1620м2 | Не сообщается |
|  | 23.10.06г. 368,9 км нефтепровод «Туймазы-Омск-Новосибирск» ОАО «Уралсибнефть» | Утечка нефти | Разрыв поперечного стыка нефтепровода с выходом нефти и попаданием в р. Большая Сатка | Нефтепровод перекрыт | Не сообщается |
|  | 06.11.06г. 290 км нефтепровод «Грозный-Баку» ОАО «Черномор-транснефть» | Утечка нефти | Оторвался шаровой кран несанкционированной врезки патрубка Dy=50 мм | Выход нефти около 105 м3 | Не сообщается |
|  | 18.11.06г. «Хадыженск-Краснодар» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | Произошел выход нефти в 15 м от нефтепровода из несанкционированного полиэтиленового трубопровода, проложенного по дну оросительного канала | Выход нефти около 39 м3 | Не сообщается |
|  | 29.11.06г. 43,3 км нефтепровод «Лисичанск-Тихорецк-1» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | При проведении сельскохозяйственных работ плугом трактора поврежден кран несанкционированной врезки в магистральный нефтепровод Dy=720 мм | Вылилось около  20 м3 нефти на пахотные земли площадью 2000м2. Возгорания нет. | Не сообщается |
|  | 01.01.07г. магистральный нефтепровод «Куйбышев-Лисичанск» ОАО «Приволжск-нефтепровод» | Утечка нефти | При эксплуатации произошел 3-х метровой разрыв нефтепровода. Ширина раскрытия трубы составила 205 мм. | Площадь розлива около 6000 м2, выход нефти 100-150 м3. | Не сообщается |
|  | 18.01.07г.  683 км нефтепровода «Ухта-Ярославль» ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» ОАО «АК «Транснефть» | Утечка нефти | Разрушился нефтепровод Dy=820 мм без возгорания | Выход нефти составил около  48 м3 | Не сообщается |
|  | 22.01.07г. На 145,25-м км магистральный нефтепровод «Обвод вокруг Чеченской Республики» ОАО «Черномортранснефть» ОАО «АК «Транснефть» | Разгерметизация нефтепровода | Произошла разгерметизация нефтепровода в месте несанкционированной врезки Dy=50 мм | Выход нефти около 100,5 м3 | Не сообщается |
|  | 28.01.07г. На 268-м км магистральный нефтепровод «Грозный-Баку» ОАО «Черномор-транснефть» ОАО «АК «Транснефть» | Разгерметизация нефтепровода | Произошла разгерметизация нефтепровода в месте несанкционированной врезки Dy=50 мм | Выход нефти около 50 м3 | Не сообщается |
|  | 24.01.07г. Дрогобыч (Львовская область) нефтеперерабатывающий комбинат «Галичина» | Утечка нефти | В результате разгерметизации нефтепровода диаметром 219 мм, произошла утечка в пределах охранительной зоны около 1 т нефти Причина аварии – коррозия металла нефтепровода. | Разлитая нефть угодила в мелиоративный канал, площадь загрязнения которого составила 100 кв.м. | Не сообщается |
|  | 13.03.07г. 178,9-ый км магистрального нефтепровода «Малгобек-Тихорецк» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | В результате несанкционированной врезки вылилась нефть | Выход нефти около 80 м3, вылилась на поверхность. Попадание в водоемы не зафиксировано. Врезка ликвидирована | Не сообщается |
|  | 3.04.07 г. Прорыв газопровода «Уренгой-Центр-2». | Пожар | В Ханты‑Мансийском автономном округе [произошел прорыв магистрального газопровода](http://www.rian.ru/incidents/20070403/63003961.html) "Уренгой ‑ Центр‑2". Авария произошла в Октябрьском районе ХМАО. После аварии загорелся газ. | - | Пожар был потушен, пострадавших нет. |
|  | 3.06.07 г. Прорыв газопровода «Ямбург ‑ Западная граница». | Взрыв. Факельное горение. | Произошел [прорыв участка магистрального газопровода](http://www.rian.ru/incidents/20070704/68357572.html) Ямбург ‑ Западная граница в Арском районе Татарстана. Разрушение газопровода вызвало взрыв газа. Из‑за высокой температуры в месте пожара произошла разгерметизация участков еще двух ближайших газопроводов, "Ямбург ‑ Елец‑1" и "Ямбург ‑ Елец‑2" с последующим факельным горением газа‑метана. | Высота факела составляла 20‑30 метров, площадь возгорания ‑ около 100 квадратных метров. | Всего были повреждены участки трех магистральных газопроводов. Пострадавших нет. |
|  | 04.06.07г. На 316-м км магистральный нефтепровод «Грозный-Баку» ОАО «Черномор-транснефть» ОАО «АК «Транснефть» | Утечка нефти | В результате несанкционированной врезки произошла разгерметизация нижнего шарового крана | Выход нефти около 4 м3 и попадание ее в поливной канал | Не сообщается |
|  | 23.08.07г. 1265,5-ый км магистральный нефтепровод «Куйбышев-Тихорецк» ОАО «Черномортранснефть» | Утечка нефти | В результате несанкционированной врезки в нефтепровод D=800мм | Выход нефти составил 297 м3. Врезка ликвидирована | Не сообщается |
|  | 10.09.07г. 84,5 км магистральный нефтепровод «Хадыженск-Краснодар» ОАО «Черномор-транснефть» | Выход нефти | В результате разгерметизации отвода несанкционированной врезки в магистральный трубопровод Dy=200/250/300 мм | Не сообщается | Не сообщается |
|  | 16.10.07г. 481 км нефтепровод «Оха-Комсомольск-на-Амуре» ООО «РН-Сахалинмор-нефтегаз» | Выход нефти | Во время работ по диагностике нефтепровода, при разборке завала экскаватором, была оторвана труба диаметром 50 мм | Розлив нефти составил 50 тонн, попала в ручей Сухой дол | Не сообщается |
|  | 19.03.07г. подземный трубонефтепровод УПН «Алакаевская»-УКПН-2, 12 км от с. Отрадное Кинель-Черкасского р-на Самарской обл. | Утечка нефти | Произошла из-за небольшой «язвочки» на трубопроводе, образовавшейся в процессе его эксплуатации | Сведения по масштабом аварии противоречивы | Не сообщается |
|  | 17.02.08 г. Разгерметизация [на магистральном газопроводе](http://www.rian.ru/incidents/20080217/99424400.html) между Валдаем и Санкт‑Петербургом в пригороде Валдая (Новгородская область). | Факельное горение | Разрыв трубы составил около 1,2 метра. При разрыве газопровода загорелся газ, произошел значительный выброс пламени. | Сгорели три частных жилых дома, находившиеся от места разрыва газопровода на расстоянии примерно в 100‑120 метров от места аварии. | Двум жительницам этих домов потребовалась медпомощь, одна госпитализирована в Валдайскую центральную районную больницу. |
|  | 23.04.2008г.  152 км нефтепровод «Анжеро-Судженск-Красноярск» ОАО «Транссиб-нефть» | Утечка нефти | Повреждение нефтепровода из-за тяжелой гусеничной техники | Выход нефти около 80 тонн, площадь загрязнения составила около двух гектар | Не сообщается |
|  | 20.07.10  В ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Печерское управление Ростехнадзора). | Утечка нефтесодержащей жидкости. | В результате разгерметизации межпромыслового нефтепровода «Щельяюр – Седмес» произошла утечка | 30 м3 нефтесодержащей жидкости. | Пострадавших нет. |
|  | 15.08.2011 авария на магистральном нефтепродуктопроводе «Новки-Рязань» 227 км, принадлежащем ОАО «Рязаньтранс-нефтепродукт» | Утечка нефти | Так, технической причиной аварии на магистральном нефтепродуктопроводе «Новки-Рязань» 227 км, принадлежащем ОАО «Рязаньтранснефтепродукт», находящимся в зоне ответственности линейной перекачивающей диспетчерской станции ЛПДС «Рязань», расположенном на левом берегу реки Листвянка на территории Рязанского района, в 500 м севернее д. Поленское Турлатовского сельского поселения явилось механическое повреждение продуктопровода вследствие неудовлетворительной организации производства работ работниками сторонней организации ООО «Интерстар», выразившейся в несанкционированной прокладке кабеля связи через автомобильную дорогу и пересекающего ее продуктопровода в районе д. Поленское кабелеукладчиком. | - | Пострадавших нет. |
|  | 22.01.15  ООО «Газпром добыча Краснодар»  нефтегазосборный трубопровод Вуктыл – СГПЗ | Пролив | Пролив нефти.  Установлены технические причины аварии: возникновение и развитие язвенной коррозии тела трубы из-за прокатной окалины внутренней поверхности трубы, возникшей в процессе её производства.  Организационными причинами явились: не проведение ревизии нефтегазосборного трубопровода Вуктыл – СГПЗ; невозможность проведения необходимого внутритрубного диагностирования на данном участке ввиду отсутствия резервной нитки на всем участке нефтегазосборного трубопровода. | - | - |

# Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте

В основу анализа положены как примеры аварий и неполадок, приведенные в подразделе 2.1.2 расчетно-пояснительной записки (РПЗ), так и статистические данные по отказам отдельных видов оборудования и их элементов в промышленности.

Анализ статистических данных по авариям для промышленных объектов РФ показывает, что на предприятиях (технологическом оборудовании), аналогичных декларируемому, аварии происходят, главным образом, по причинам механического разрушения технологического оборудования из-за качества выполнения строительно-монтажных работ (дефекты сварного шва, концентраций напряжений в зоне упорного уголка и др.), а так же негативного воздействия природных факторов (низкие температуры) и коррозионным воздействием обращающегося опасного вещества. Кроме того, самые опасные аварии с травмированием или гибелью персонала происходят, главным образом, из-за несоблюдения правил техники безопасности работниками и отсутствием должного контроля со стороны руководителей работ всех уровней.

Технологическое оборудование представляет потенциальную опасность. Авария или аварийная ситуация может возникнуть, как при непреднамеренной разгерметизации емкостей и аппаратов с последующим выделением горючей жидкости в окружающее пространство, так и при вскрытии указанного технологического оборудования для подготовки к ремонтным и технологическим работам. Источниками воспламенения могут стать: открытый огонь при производстве огневых работ, искровой разряд статического электричества, удар молнии, а так же пирофорные отложения, способные к самовозгоранию в присутствии кислорода воздуха при обычной температуре. Пирофорные соединения (сульфиды железа FeS, Fe2S3) образуются в емкостях, аппаратуре и сооружениях различных производств, где присутствуют примеси сероводорода. Пожары в емкостном оборудовании или производственных аппаратах на объектах нефтяной промышленности происходили в основном после освобождения емкостей или аппаратов от хранимой в них нефти при производстве ремонтных работ с нарушением инструкций или в результате самовозгорания сульфида железа.

Основываясь на результатах отчета о научно-исследовательской работе «Комплексная оценка природных и техногенных рисков для населения, выполненного Всероссийским научно-исследовательским институтом по проблемам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям» (ВНИИ ГОЧС), а также анализе сведений приведенных в периодической литературе определены основные причины произошедших аварий на технологическом оборудовании.

Обобщенный анализ аварий на трубопроводах приведен в таблице ниже (Таблица 7).

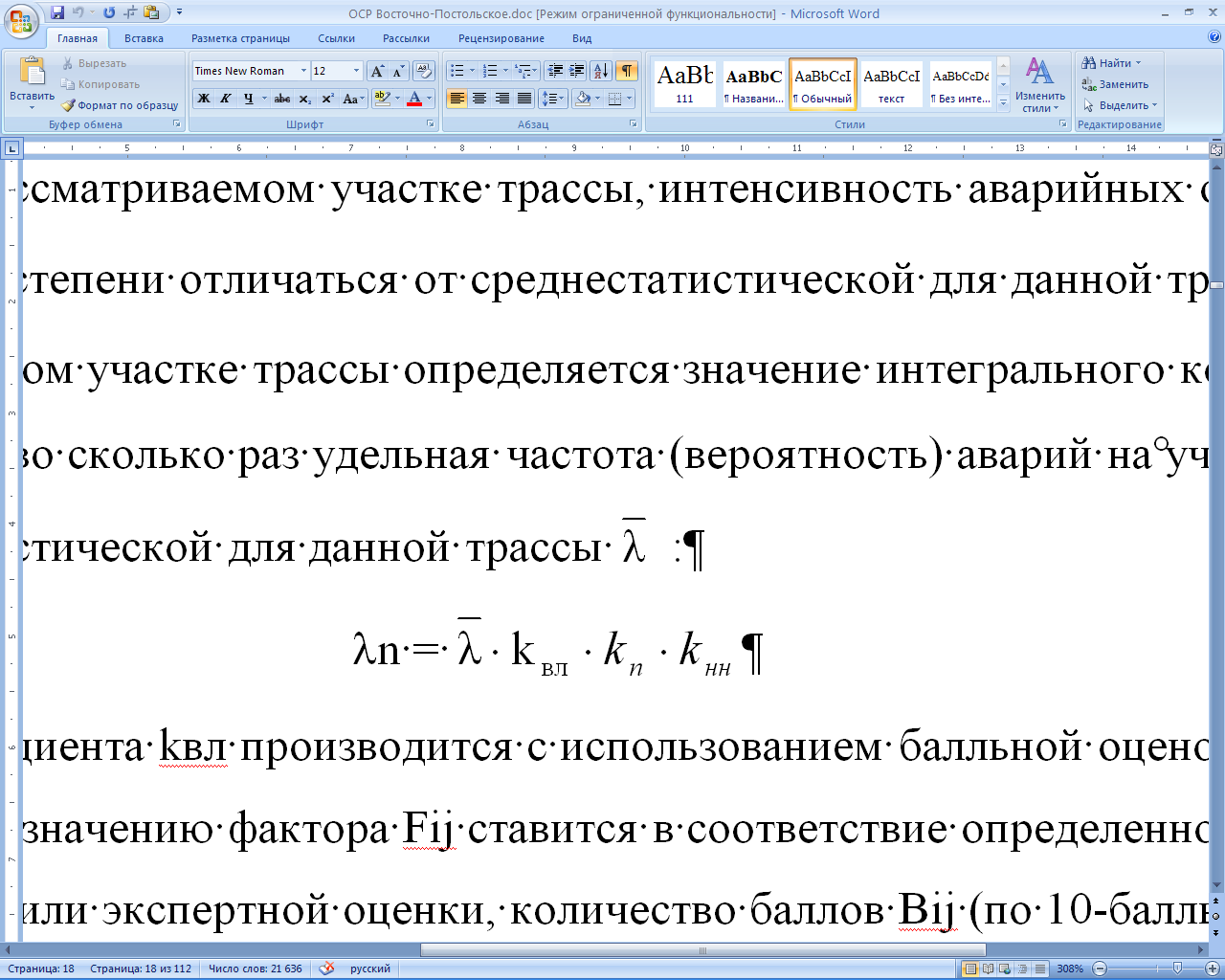
Таблица 7 – Основные причины аварий на нефтепроводах

| №  п/п | Причины разрушения | Относительное количество (%) |
| --- | --- | --- |
| 1 | Механические разрушения при постороннем воздействии | 16 |
| 2 | Разгерметизация в режиме промышленной эксплуатации | 20 |
| 3 | Несанкционированная врезка | 28 |
| 4 | Коррозионное разрушение металла | 14 |
| 5 | Разрушения вследствие некачественного проведения ремонтных работ, нарушения техники безопасности, ошибочных действий персонала | 22 |

Для трубопроводов вероятность аварии определялась по Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228)».

Аварии на трубопроводах характеризуются наличием существенных различий в значениях удельной частоты (вероятности) аварий  на трубопроводах и их отдельных участках , различающихся по своим конструктивно‑технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатируемым в различных условиях окружающей и социальной среды.

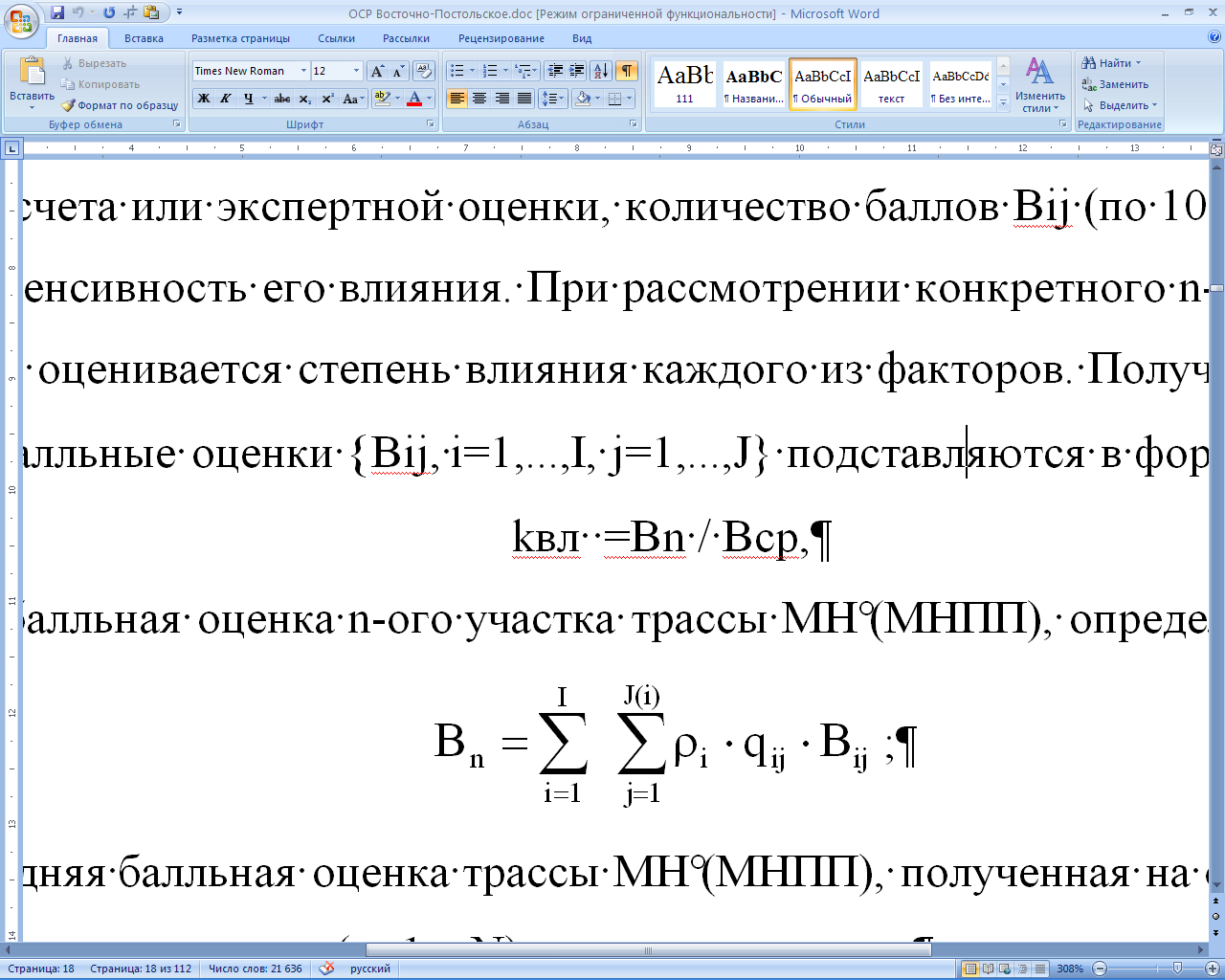
В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемом участке трассы, интенсивность аварийных отказов на нем будет в той или иной степени отличаться от среднестатистической для данной трассы . Таким образом, на каждом n-ом участке трассы определяется значение интегрального коэффициента kвл, показывающего, во сколько раз удельная частота (вероятность) аварий на участке λn отличается от среднестатистической для данной трассы :



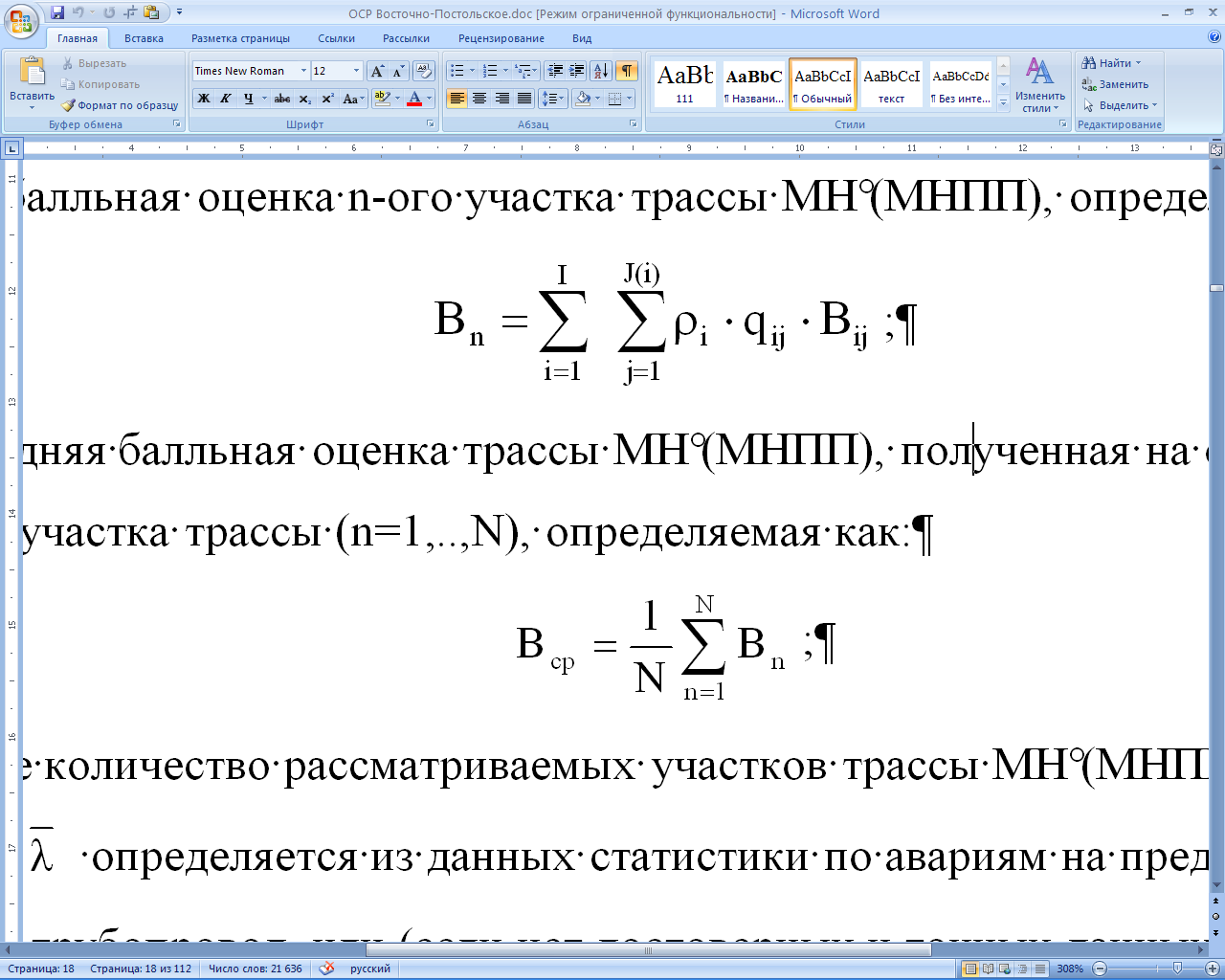
Расчет коэффициента kвл производится с использованием балльной оценочной системы, при которой каждому значению фактора Fij ставится в соответствие определенное, назначаемое на основании расчета или экспертной оценки, количество баллов Bij (по 10-балльной шкале), отражающее интенсивность его влияния. При рассмотрении конкретного n-го участка трассы последовательно оценивается степень влияния каждого из факторов. Полученные для всех факторов влияния балльные оценки {Bij, i=1,...,I, j=1,...,J} подставляются в формулу:

kвл =Вn / Bср,

где Bn – балльная оценка n-ого участка трассы нефтепровода, определяемая как:

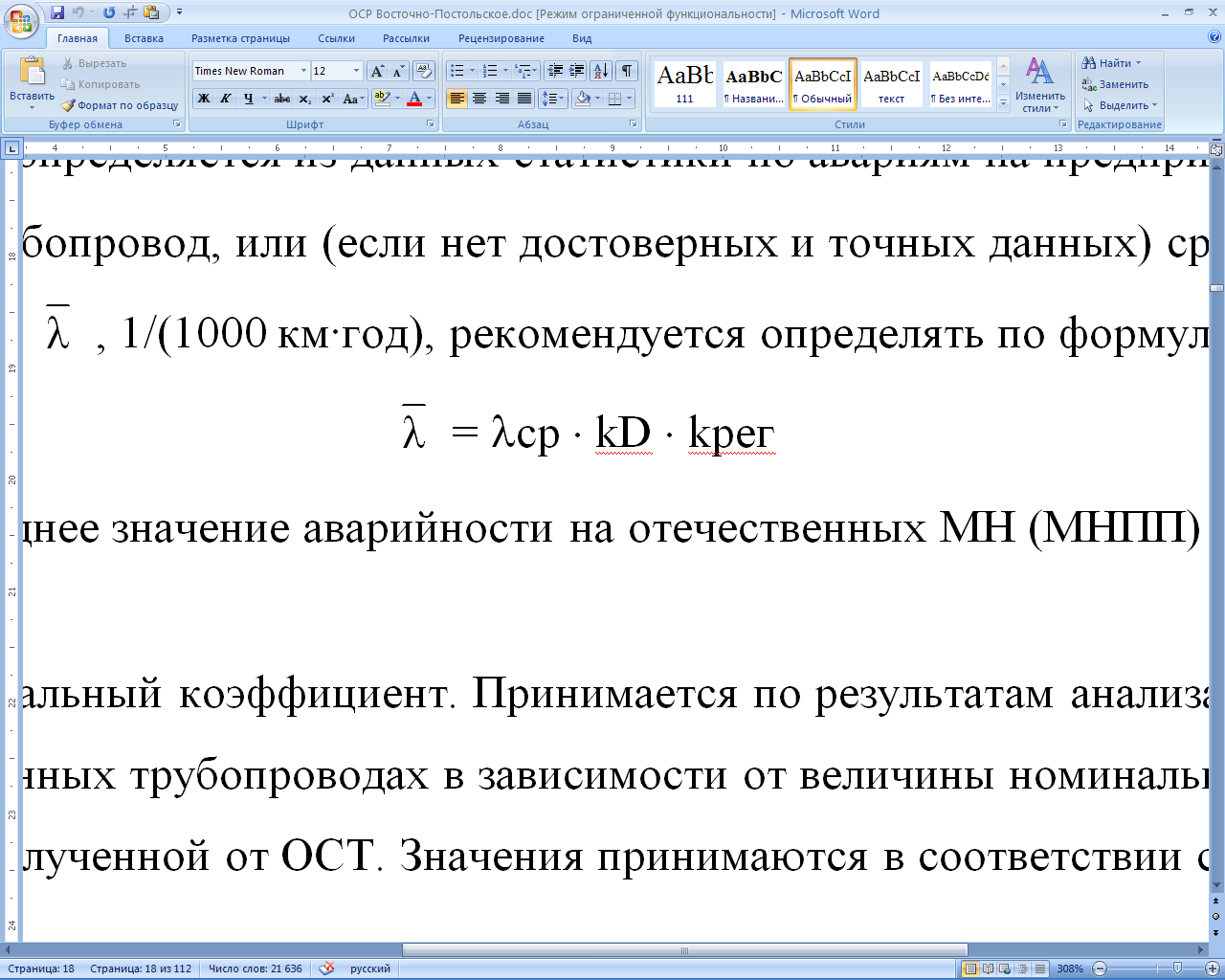


Bср – средняя балльная оценка трассы нефтепровода, полученная на основе балльной оценки каждого участка трассы (n=1,..,N), определяемая как:



N – общее количество рассматриваемых участков трассы нефтепровода.

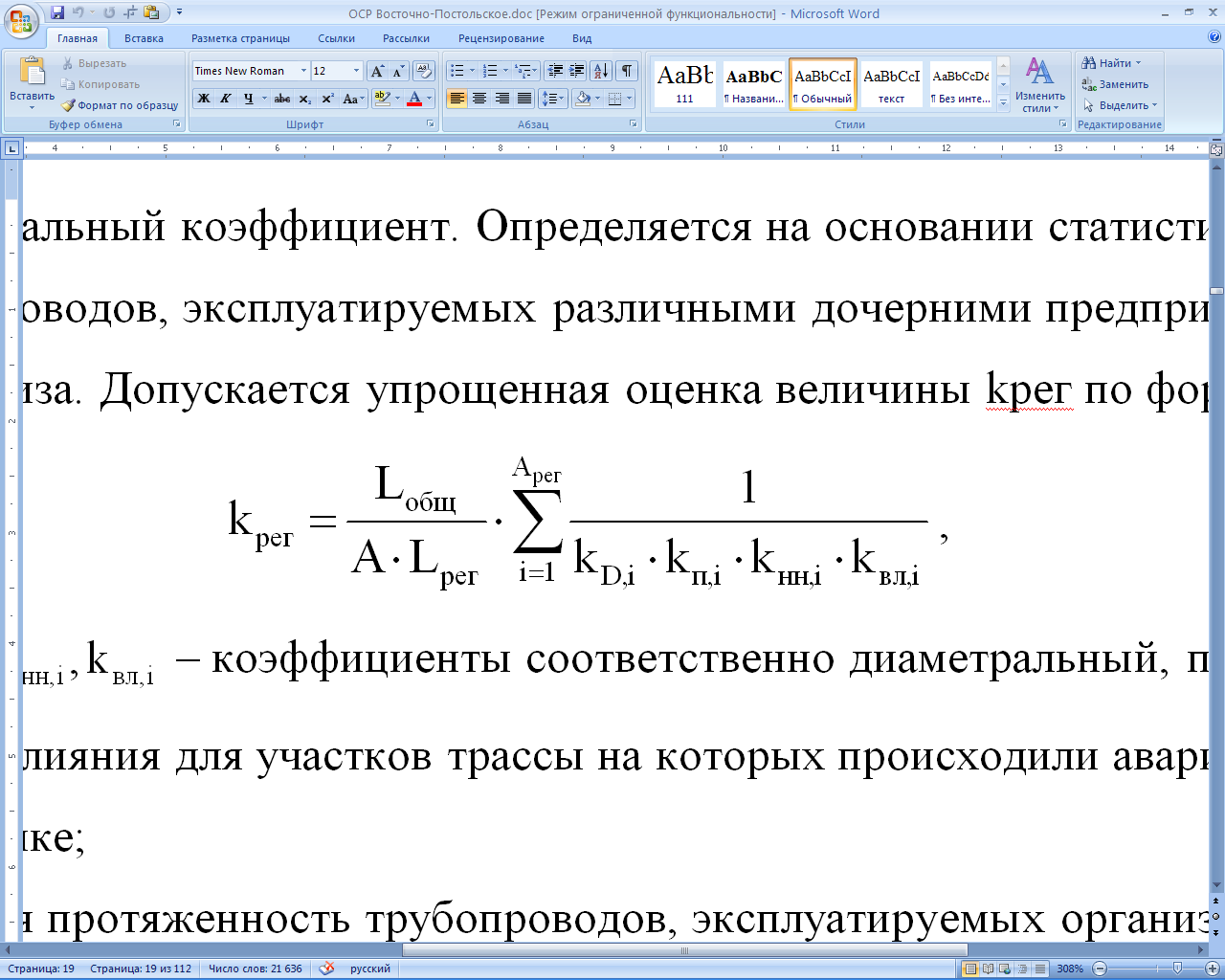
Значение  определяется из данных статистики по авариям на предприятии, эксплуатирующем данный трубопровод, или (если нет достоверных и точных данных) среднестатистическую частоту аварий , 1/(1000 км∙год), рекомендуется определять по формуле:

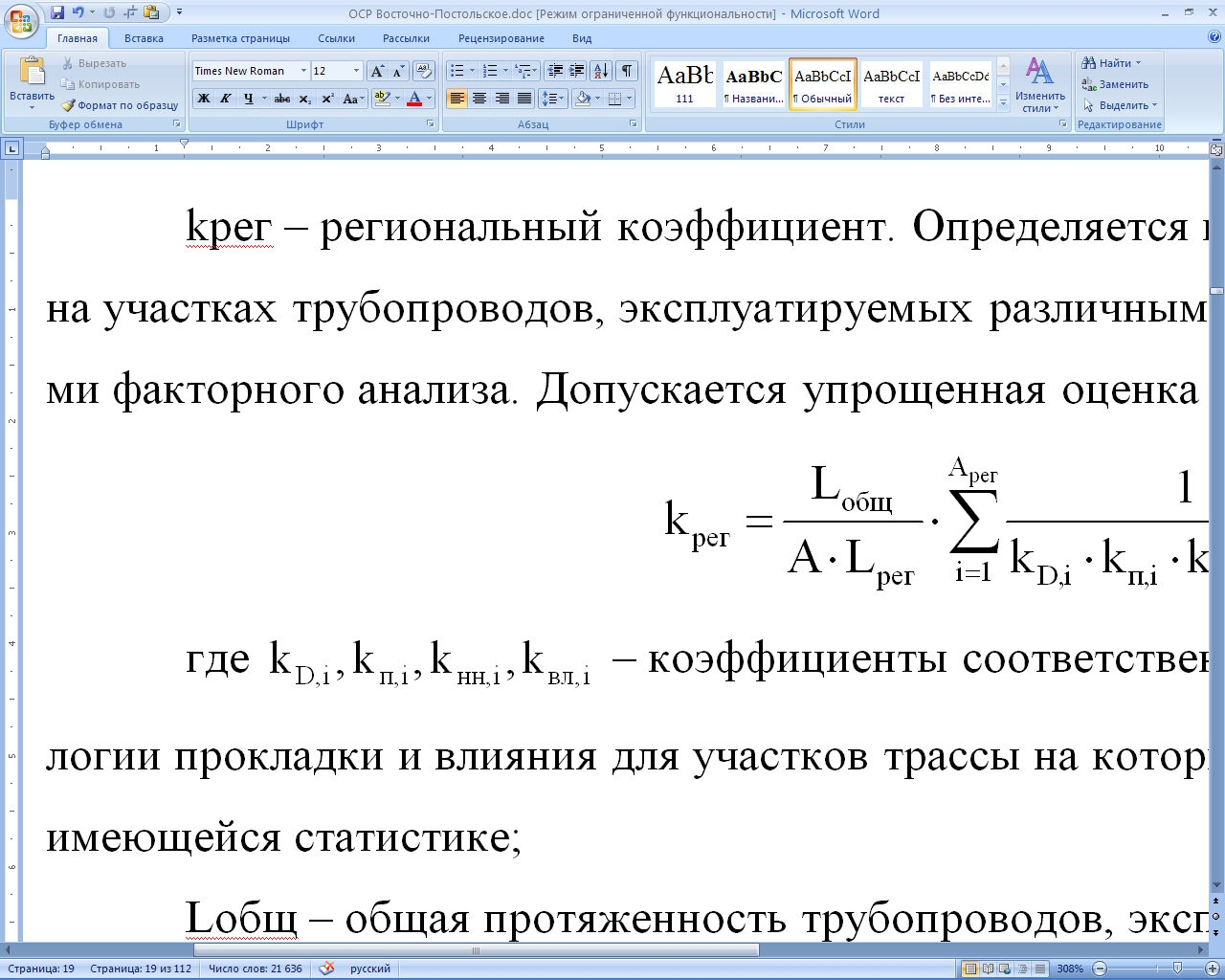


где λср – среднее значение аварийности на отечественных нефтепроводах за последние 5 лет[[1]](#footnote-1));

kD – диаметральный коэффициент. Принимается по результатам анализа статистики аварий на отечественных трубопроводах в зависимости от величины номинального диаметра DN и статистики, полученной от ОСТ. Значения принимаются в соответствии с Таблица 8;

kрег – региональный коэффициент. Определяется на основании статистики аварий на участках трубопроводов, эксплуатируемых различными дочерними предприятиями методами факторного анализа. Допускается упрощенная оценка величины kрег по формуле:

,

где  – коэффициенты соответственно диаметральный, прочности, технологии прокладки и влияния для участков трассы на которых происходили аварии согласно имеющейся статистике;

Lобщ – общая протяженность трубопроводов, эксплуатируемых организацией;

Lрег – протяженность эксплуатируемых трубопроводов.

Суммирование в числителе происходит только по тем авариям (их количество – Арег), которые имели место на трубопроводах данного ОСТ, согласно статистике.

Таблица 8 − Значения коэффициента kD для различных номинальных диаметров НП

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| DN | 1400 | 1200 | 1000 | 800 | 700 | 500 | Менее 500 |
| kD | 0,35 | 0,85 | 1,60 | 1,25 | 1,40 | 1,20 | 1,10 |

Рассчитанные по формуле значения λn используются для оценки риска в пределах n-го участка трассы в качестве удельной статистической вероятности возникновения аварии на этом участке.

Результаты расчетов по участкам нефтепроводов приведены в разделе 2.2.4.

# Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте

# Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте

Анализируемые объекты является объектами повышенной опасности, т.к. связаны с обращением больших объемов ГЖ и горючих газов, обладающих взрывопожароопасными и токсическими свойствами и создающих реальную угрозу возникновения источника чрезвычайных ситуаций.

Концентрация на ограниченной территории больших объемов взрыво- и пожароопасных веществ, коррозионная активность нефти, создают дополнительную опасность разгерметизации системы. Ряд технологических операций (налив нефти в транспортные цистерны, пуск и останов сложных технологических узлов и насосного оборудования) характеризуются повышенной опасностью при их проведении.

Трубопроводные системы, по которым транспортируются весьма значительные объемы опасных веществ, так же являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Быстрое перекрытие технологических потоков может привести к гидравлическим ударам с последующим разрушением трубопроводов и оборудования.

Реализация энергетического потенциала опасных веществ в нежелательном и неуправляемом режиме (пожары, взрывы) по причинам техногенного и природного характера может создать комплекс поражающих факторов для людей, промышленной инфраструктуры и экологии.

Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий, приведен в разделе 2.1.3.

Выше представлен перечень аварий и неполадок, имевших место на других аналогичных объектах, и проведен их анализ, на основании которого можно составить прогноз возникновения и развития аварий с определением их возможной частоты и тяжести последствий. С высокой степенью статистически подтверждаемой достоверности можно полагать, что основными причинами возникновения и развития аварий на подобных производствах являются:

Опасности, связанные с типовыми процессами

Основными типовыми процессами на предприятии являются:

* гидродинамические процессы
* транспортировка опасных веществ по трубопроводам

Гидродинамические процессы связаны с перекачкой насосами легковоспламеняющихся жидкостей и характеризуются значительным расходом опасных продуктов, а также высоким давлением. В случае разгерметизации насоса это может привести к выбросу опасного продукта в производственном помещении или на наружной установке.

Ошибочные действия обслуживающего персонала:

• нарушение регламента при пуске, останове и нормальной эксплуатации;

• несоблюдение сроков ревизии предохранительных устройств;

• несоблюдение сроков поверки приборов КИПиА;

• несоблюдение сроков проведения диагностики оборудования;

• нарушение регламентов ремонтных, сварочных и газоопасных работ;

• несоблюдение производственных инструкций и эксплуатационных требований заводов-изготовителей оборудования.

Возможные причины возникновения аварий на линейном объекте обусловлены воздействием на оборудование (трубопроводы) следующих пяти групп факторов:

Группа 1 - внешние антропогенные воздействия;

Группа 2 - коррозия;

Группа 3 - природные воздействия;

Группа 4 - конструктивно-технологические факторы;

Группа 5 - дефекты тела трубы и сварных швов.

Каждая из описанных групп характеризуется рядом составляющих, имеющих для каждого отдельно взятого участка свои специфические значения.

Так для первой группы, существенными являются: глубина заложения трубопровода; уровень антропогенной активности (плотность населения, наличие авто- и ж/дорог и др.); опасность диверсий и врезок с целью хищения нефти, нефтепродукта (перечень аварий и инцидентов (врезок), частота обходов участка трубопровода, наличие автоматизированных систем обнаружения врезок, их характеристика).

Вторая группа факторов оценивает объективно существующие на трассе условия, способствующие интенсификации почвенной коррозии (коррозионной активности грунтов, обводненности, наличии других подземных металлических сооружений, в том числе токопроводящих) и эффективности пассивной и активной защиты трубопровода от агрессивных коррозионных воздействий.

В третьей группе рассматриваются факторы влияния, связанные с природными воздействиями механического характера:

1. повреждения трубопровода при деформациях грунта, происходящих в форме обвалов, оползней, селевых потоков, термокарста, пучения грунта, солифлюкции;
2. неравномерная осадка трубопровода, которая более всего проявляется на наземных узлах разветвленной конфигурации, линейной арматуре, камерах пуска и приема очистных устройств, береговых «гребенках» и на примыкающих к ним участках;
3. размывы траншеи на подводном переходе трубопровода, связанные с переформированием русла реки, и повреждения трубопровода от гидродинамического воздействия потока.

Четвертая группа включает факторы, отражающие влияние на вероятность аварии качества основных проектных решений. Здесь оценивается точность учета всех возможных нагрузок и воздействий на трубопровод при расчете его конструкции.

В пятую группу входят три фактора, отражающие контроль (диагностику) состояния трубопровода с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Учитываются время, прошедшее после последней диагностики, принятые меры, количество (плотность) и опасность дефектов трубы (гофров, вмятин, потерь металла, расслоений, трещин и др.), обнаруженных с помощью ВИП.

В целом выявление возможных причин возникновения и развития аварий и инцидентов на объекте основано на результатах:

1) анализа физико-химических свойств обращающихся опасных веществ;

2) анализа критического значения параметров технологических процессов;

3) анализа сведений по техническому состоянию технологического оборудования;

4) анализа условий эксплуатации технологических систем;

5) анализа сведений по имевшим место на опасных объектах авариям и инцидентам.

# Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Концепция анализа риска заключается в построении множества сценариев возникновения и развития возможных аварий на объекте, с последующей оценкой частот реализации и определением масштабов последствий каждого из них. Из этого множества выбираются наиболее вероятные и «наихудшие» варианты, которые представляют наибольший интерес при планировании действий в условиях чрезвычайных ситуаций на опасном объекте и разработке превентивных мер по защите персонала объекта и проживающего рядом населения.

При оценке событий, способных привести к аварийной разгерметизации технологического оборудования, разработчики декларации руководствовались следующими соображениями:

во-первых, реализация такого события должна приводить к аварийной (чрезвычайной) ситуации (разрушению технологического оборудования);

во-вторых, это событие должно быть реальным (не противоречить законам природы), возможно, уже имевшим место в практике на аналогичных объектах.

Возникновение и развитие аварий на составляющих декларируемого объекта в общем виде можно представить следующим образом:

1. происходит нарушение герметичности системы или неконтролируемый выход нефти и ПГФ (первичное облако);
2. нефть выходит наружу, растекаясь по подстилающей поверхности;
3. в результате испарения образуется вторичное паровоздушное взрывопожароопасное облако;
4. случайный источник (открытый огонь, искрение электрооборудования, разряды статического электричества, разряды атмосферного электричества, искры механического происхождения и др.) приводит к воспламенению (взрыву) паров топливно-воздушной смеси (ТВС) с последующим развитием пожара разлития;
5. воздействие на людей, здания и сооружения поражающих факторов (избыточное давление, повышенная температура, токсичные продукты горения).

Интоксикация людей парами нефти и продуктами её горения, со смертельным исходом, является маловероятным, в связи с высокими пределами по летальной концентрации, поэтому ввиду незначительного риска этих факторов подобные сценарии в дальнейшем не рассматриваются.

На распространение нефти по поверхности земли влияет рельеф местности и нефтеемкость грунта. Распространение паров нефти в атмосферном воздухе в основном связано с метеоусловиями и рельефом местности в зоне аварии.

Возможность воспламенения паров нефти определяется возможностью (вероятностью) нахождения в опасной зоне источника зажигания. Такими источниками на объекте могут быть: искры при проведении ремонтных работ; неисправность защиты электрооборудования; автотранспорт; разряды молнии и т.п.

Практика показывает, что возникновение и развитие аварий (сценарий аварий), как правило, характеризуется комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на различных стадиях аварии, которые схематично изображаются в виде «дерева событий». При этом вероятность каждого сценария аварии рассчитывалась путем перемножения частоты головного события на вероятность конечного.

**Разгерметизация трубопровода**

Сценарии А12. После разгерметизации трубопровода развитие аварийных ситуаций соответствует следующей общей последовательности (группе сценариев): разгерметизация трубопровода → истечение опасного вещества → отключение насосов → перекрытие запорной арматуры → распространение опасного вещества → загрязнение опасным веществом компонентов окружающей среды → возможное воспламенение опасного вещества → горение/взрыв облака и/или пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов людей, оборудования, зданий, сооружений, коммуникаций, транспортных средств и/или объектов окружающей среды → эскалация аварии на соседние объекты → локализация и ликвидация аварии.

Рисунок 3 − «Дерево событий» при разгерметизации «Гильотинный» разрыв подземного участка (сценарий A12-[1÷8])

Рисунок 4 − «Дерево событий» при разгерметизации (средняя трещина) подземного участка (сценарий A12-[9÷16])

Рисунок 5 − «Дерево событий» при разгерметизации (малая трещина) подземного участка (сценарий A12-[17÷24])

Рисунок 6 − «Дерево событий» при разгерметизации («Свищ») подземного участка (сценарий A12-[25÷32])

В «Дереве событий» принимаются следующие условные вероятности событий:

а) возможность образования напорной струи в окружающей среде (с):

1) для подземных – 0,35 в обычном исполнении и 3,15∙10-5 для трубопроводов «труба в трубе»;

2) для надземных 0,7 в одиночном исполнении и 6,3∙10-5 для исполнения «труба в трубе»;

б) возможность образования взрывоопасной смеси в ограниченном пространстве тоннеля (d) (для прокладки трубопровода в тоннеле) – принимается равной 1 при давлении насыщенных паров нефти, нефтепродуктов выше нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ) и 0 в остальных случаях;

в) возможность образования капельной смеси в атмосфере (e) – для надземных 1; для подземного 1 в случае напорной струи и 0 в случае ее отсутствия;

г) мгновенное воспламенение (f) – для подводных трубопроводов полагается   
равной 0; для иных вариантов зависит от мощности выброса: при утечках с интенсивностью менее 1 кг/с – 0,005, при утечках с интенсивностью от 1 до 50 кг/с – 0,015, более 50 кг/с – 0,04; полный разрыв – 0,05;

д) возможность образования разлития – для подводных трубопроводов при свище и скорости течения более 1 м/с – 0, в остальных случаях – 1;

е) образование взрывоопасного облака паров нефти, нефтепродукта при испарении с пролива (g) – для всех дизтоплив и нефтей с давлением насыщенных паров менее 10 кПа – 0, в остальных случаях – 1;

ж) отсроченное воспламенение (h); при выбросе в тоннеле – 0,1; в остальных случаях при утечках с интенсивностью менее 1 кг/с – 0,005, при утечках с интенсивностью   
от 1 до 50 кг/с – 0,015, более 50 кг/с – 0,042; полный разрыв – 0,061;

и) возможность образования взрывоопасной смеси в межтрубном пространстве для прокладки труба в трубе с последующим ее взрывом и разрушением внешней трубы (a) – не равна нулю только для свищей во внутренней трубе при транспортировке нефти, нефтепродуктов с давлением насыщенных паров выше НКПВ, принимается равной – 7∙10-5;

к) возможность увеличения отверстия разрушения (во внутренней трубе) после взрыва взрывоопасной смеси в оболочечной трубе с последующим ее разрушением (b) – 0,1.

# Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии

Для определения количества взрывопожароопасных веществ, участвующих в аварии с пожаром разлития, а так же термического воздействия горящего продукта использован «Метод расчета интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ» (Приложение В) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля», Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», которые позволяют рассчитать интенсивность теплового излучения, параметры волны давления на различных расстояниях от геометрического центра облака ТВС при сгорании газопаровоздушных смесей в открытом пространстве.

Указанные методики позволяют ранжировать территорию объекта по степени опасности, что в свою очередь используется для определения ущерба, который может быть причинен обслуживающему персоналу и предприятию в целом в результате аварии.

Для определения ущерба, причиненного окружающей природной среде в результате аварии, использованы: постановление Правительства РФ от 13 сентября 2016 года № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»; РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»; «Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов»; «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах», которые позволяют рассчитать количественные характеристики выброшенных в атмосферу вредных веществ и оценить ущерб от аварий на опасных производственных объектах с учетом экологической ситуации и экологической значимости региона.

Оценка степени риска трассы нефтепровода проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков по Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228), основные принципы которого вытекают из положений «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Указанные методики дают основу для разработки приоритетных мероприятий по повышению промышленной безопасности нефтепроводов.

Указанные методики дают основу для разработки приоритетных мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности объектов транспортирования, хранения и распределения нефти

Методика основана на анализе и результатах статистической обработки большого числа аварий, имевших место на нефтепроводах. Оценка риска включает в себя следующие этапы:

* сбор и обобщение информации о характеристике трассы, по которой он проложен, с идентификацией опасностей, возникающих при его эксплуатации;
* прогноз частоты утечек нефти на линейной части нефтепровода и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);
* оценку последствий аварийных утечек нефти для различных компонентов окружающей природной среды;
* проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепровода по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

Проведение расчетной оценки риска эксплуатации и последствий возможных аварий предполагает сбор, обобщение и использование исходной информации, в том числе:

* проектной документации;
* материалов инженерных изысканий;
* картографических материалов и других данных.

Прогноз частоты аварийных утечек нефти проводится с учетом факторов влияния, которые ранжированы по группам:

Группа 1 - внешние антропогенные воздействия;

Группа 2 - коррозия;

Группа 3 - природные воздействия;

Группа 4 - конструктивно-технологические факторы;

Группа 5 - дефекты тела трубы и сварных швов.

Влияние факторов вышеперечисленных групп для каждого участка в методике оценивается методом бальной оценки по десятибалльной шкале. Диапазон изменения и весовой вклад каждого фактора в обобщенную оценку определяется путем суммирования бальных оценок по каждому фактору с помощью «весовых коэффициентов». Всего в методике по всем вышеперечисленным 5 группам учитывается более 40 различных факторов. Вероятность возникновения аварии при этом пропорциональна величине обобщенной бальной оценки для каждого участка нефтепровода.

Блок-схема алгоритма проведения анализа риска аварий на нефтепроводах, включающего в себя все вышеперечисленные этапы, представлена ниже (Рисунок 7).

Оценка последствий аварийных утечек нефти для различных сценариев аварий включает определение:

1. объемов разлива и потерь нефти;
2. площади загрязнения сухопутных ландшафтов различного типа (пашня, лесные угодья …) и водных объектов;
3. экологического ущерба, как суммы компенсаций за загрязнение компонентов природной среды;
4. ущерба за уничтожение и негативные последствия для животного и растительного мира.

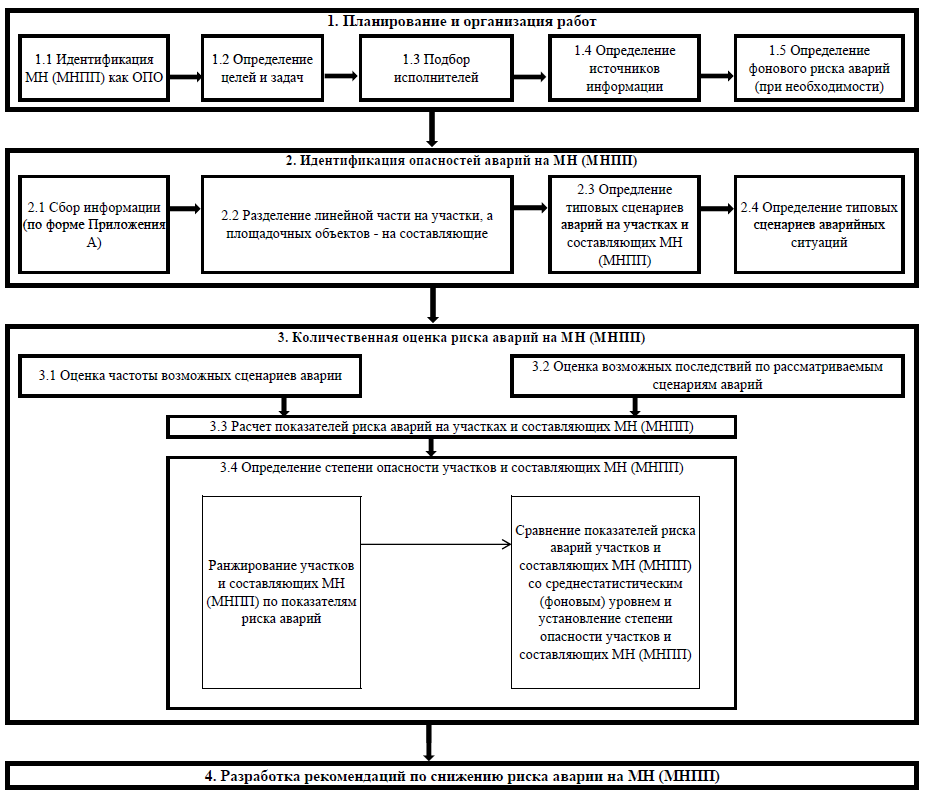


Рисунок 7 – Блок-схема проведения оценки степени риска аварий на трубопроводах

Для анализа риска использованы:

* статические данные по аварийности технологического оборудования, применяемого на опасных объектах;
* логические методы анализа и экспертные оценки (путем учета мнения специалистов, имеющих опыт эксплуатации опасных производственных объектов).

Таким образом, в настоящей декларации при анализе риска были использованы физико-математические модели и методы расчета, приведенные в нижеследующей документации:

|  |  |
| --- | --- |
|  | СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»; |
|  | ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»; |
|  | РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»; |
|  | Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (Приказ от 11 апреля 2016 г. № 144) |
|  | «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. N 96); |
|  | Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228). |
|  | Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденного приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 г. № 317. |
|  | ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»; |
|  | ГОСТ 27.310-95 «Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения» (введен в действие постановлением Комитета РФ по стандартизации, метрологии и сертификации 26.06.1996 г. № 430); |
|  | Сафонов В., Одишария Г., Швыряев А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996 г. |

# Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов

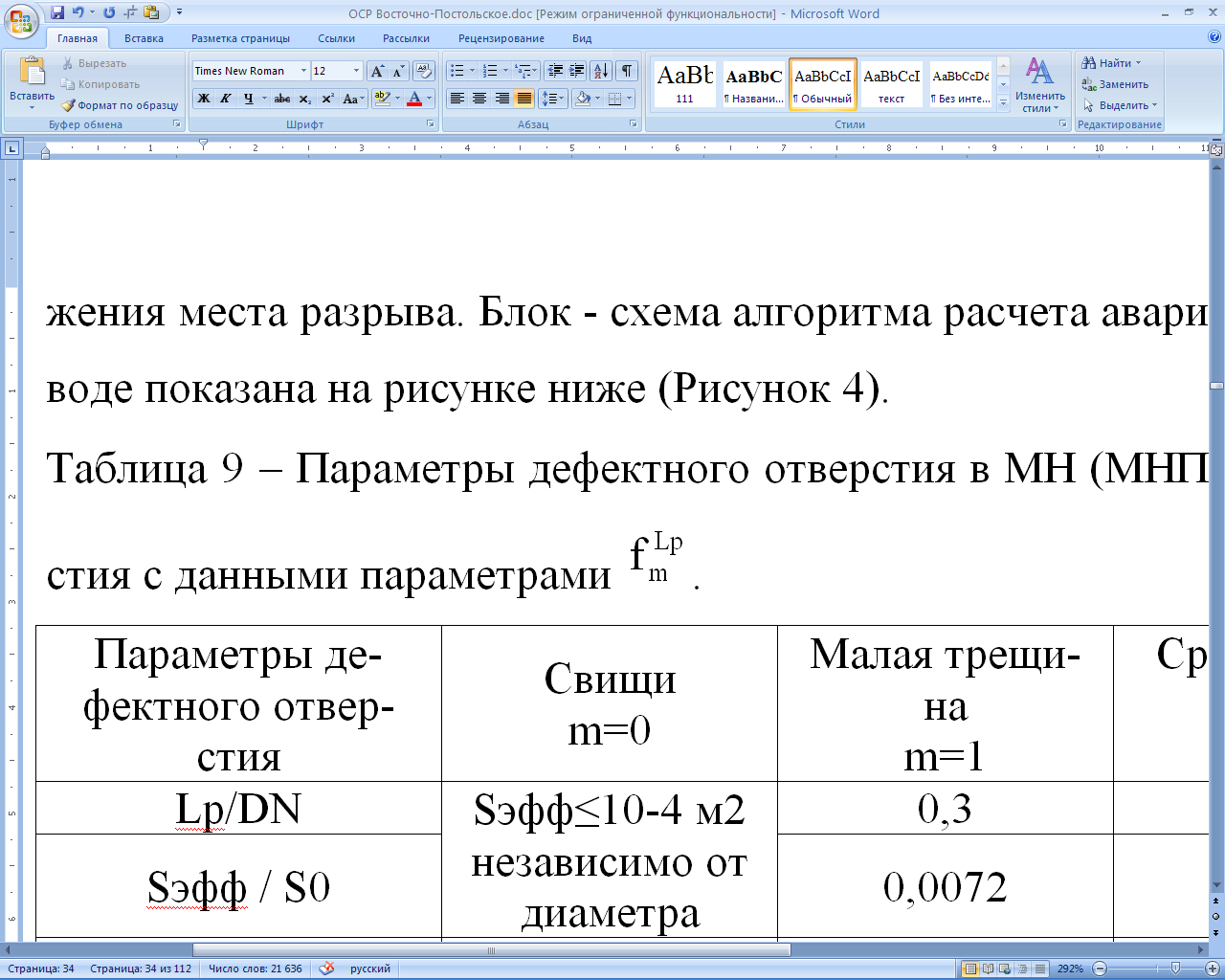
Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось для основных технологических блоков на основании методик, изложенных в государственных стандартах, действующих нормативных материалах и в разработках научно-исследовательских организаций нефтехимической, нефтеперерабатывающей и транспортирующей отраслей промышленности. Итоговая оценка разработки этого раздела анализа безопасности представлена двумя показателями – количеством опасного вещества, участвующего в аварии, и количеством опасного вещества, создающим поражающие факторы.

Количество, испарившегося опасного вещества (ПГФ) с площади разлива, определялось по «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.).

Длительность испарения жидкости принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с.

Ожидаемое количество опасного вещества (нефти), участвующего в аварии, для всех участков рассматриваемых нефтепроводов рассчитывалось в соответствии с Руководством по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228).

Расчет объема нефти, вытекающего из трубопровода в аварийной ситуации, в свою очередь также определяется на основе вероятностного сценария. Тяжесть последствий аварии зависит, как от размера образовавшейся трещины (Таблица 9), так и от времени обнаружения места разрыва. Блок - схема алгоритма расчета аварийных утечек нефти на нефтепроводе показана ниже (Рисунок 8).

Таблица 9 − Параметры дефектного отверстия в НП и частота возникновения отверстия с данными параметрами 

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры дефектного отверстия | Свищи  m=0 | Малая трещина  m=1 | Средняя трещина  m=2 | «Гильотинный» разрыв  m=3 |
| Lр/DN | Sэфф≤10-4 м2 независимо от диаметра | 0,3 | 0,75 | 1,5 |
| Sэфф / S0 | 0,0072 | 0,0448 | 0,179 |
| Доля разрывов | 0,7 | 0,165 | 0,105 | 0,03 |

Исходя из анализа аварийности, в зависимости от объема вытекающей нефти, нефтепродукта следует выделить два типа истечения:

а) через коррозионные свищи и повреждения с характерным размером до 15 мм (утечка первого типа);

б) через трещины в НП, образовавшиеся в результате заводских дефектов труб, брака СМР, механических повреждений, ошибок эксплуатации или отказа оборудования (утечка второго типа).

При расчетах рекомендуется принять долю утечек первого типа равной 70 % от общего количества разгерметизаций и площадь дефектного отверстия до 10-4 м2.

Доля утечек второго типа – 30 %. Размер дефектных отверстий в этом случае может варьироваться в гораздо более широком диапазоне: от нескольких сантиметров до полного (гильотинного) разрыва трубы. Согласно анализу разрушенных участков действующих

НП размер трещин (величина большей диагонали ромбовидного дефектного отверстия) описывается следующим дискретным распределением:

- трещины с размером до 0,3∙DN – 55 % от всех разрушений второго типа;

- трещины размером до 0,75∙DN – 35 % от всех разрушений второго типа;

- трещины размером 1,5∙DN – 10 % от всех разрушений второго типа.

Наибольшие по ущербу аварии на НП возникают при продольных разрушениях труб, которые могут происходить как по основному металлу труб, так и в зоне сварных швов при образовании коррозионных «свищей», «гильотинных» разрывов.

Распределение вероятности утечки нефти, нефтепродукта из свищей и дефектных трещин (с тремя характерными размерами Lр/DN, где DN – номинальный диаметр НП, Lр – характерный линейный размер дефектного отверстия) и соответствующими им эквивалентными площадями Sэфф приведены выше (Таблица 9). Значения Sэфф приведены для верхней границы интервала характерных размеров Lр/DN дефектных отверстий в предположении об их ромбической форме (щели) с соотношением длины к ширине 8:1. Выбранные таким образом размеры щелей и вероятности следует считать реперными.

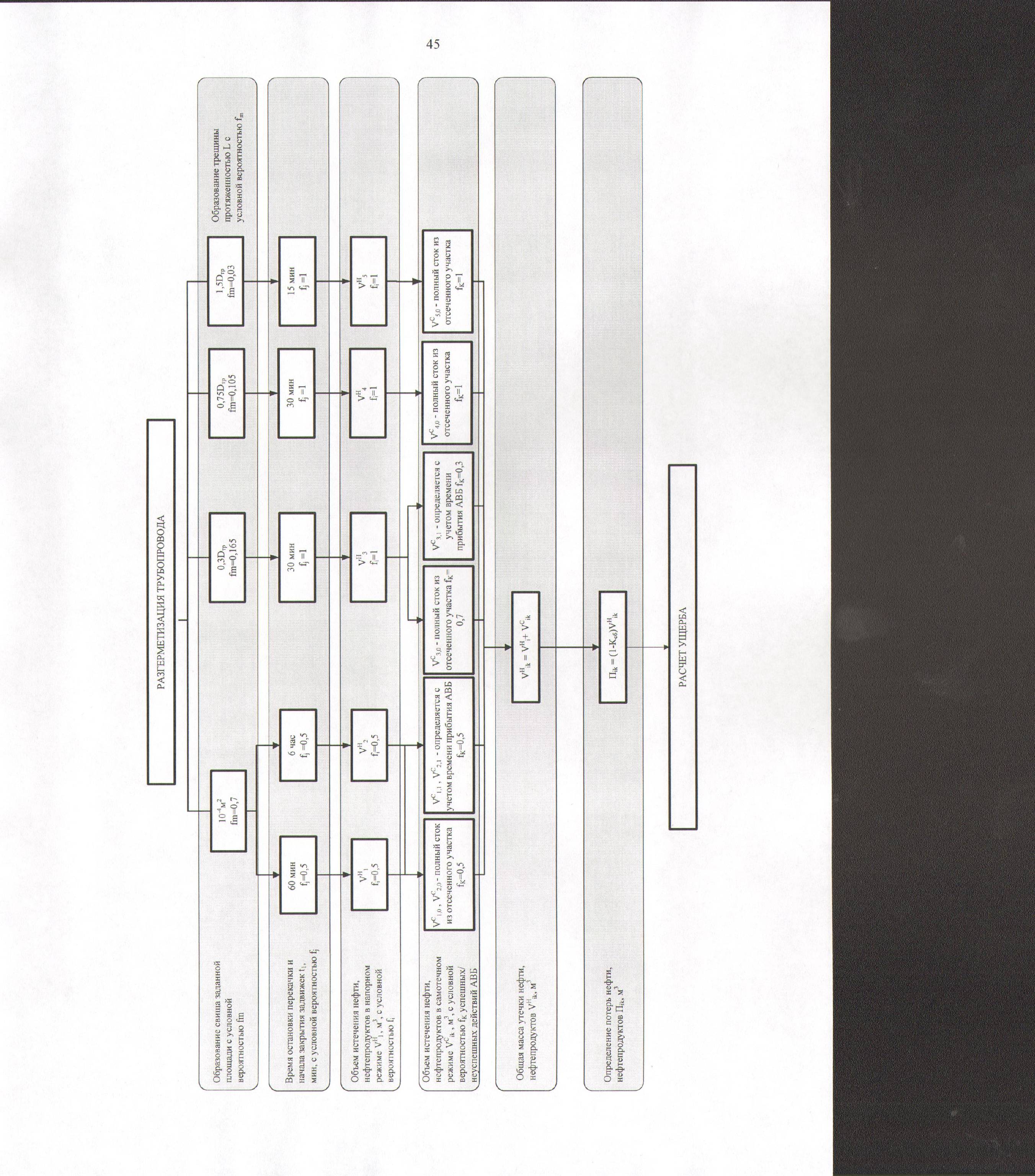


Рисунок 8 − Алгоритм расчета аварийных утечек нефти, нефтепродуктов НП с учетом типовых времен обнаружения утечки, остановки насосов и начала перекрытия потока трубопроводной арматурой

Далее производится оценка риска загрязнения земель, водных объектов, атмосферы.

Ожидаемое количество опасного вещества (нефти), участвующего в аварии, для всех участков рассматриваемых нефтепроводов рассчитывалось в соответствии с Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 июня 2016 г. N 228» по алгоритму, изображенному на Рисунок 8, по специально разработанной программе. Базовые значения вероятностей образования аварийных отверстий различного масштаба (коррозионные свищи, продольные трещины, разрывы «гильотинного» типа) представлены выше (Таблица 9).

Характерные размеры нефтепровода (диаметр, толщины стенок, длина, высотные отметки) приняты по проектным данным. Расходы нефти в напорном режиме, давления среды на участках нефтепровода и физико-химические свойства нефти (плотность, вязкость) для нефтепровода приняты по режимным листам. Температура подстилающей поверхности при расчете процесса испарения нефти принята равной 30 0С для земной поверхности и 25 0С для водной поверхности.

Последовательность расчета для каждого сценария сводилась к следующему.

Общий объем вытекшей нефти, нефтепродукта определяется процессами во всей разветвленной трубопроводной системе. Общий объем вытекшей нефти, нефтепродукта V, м3:

V = V1 + V2 + V3,

где V1 − объем нефти, нефтепродукта, вытекшей в напорном режиме, то есть с момента повреждения до остановки перекачки, м3;

V2 − объем нефти, нефтепродукта, вытекшей в безнапорном режиме, с момента остановки перекачки до закрытия трубопроводной арматуры, м3;

V3 − объем нефти, нефтепродукта, вытекшей с момента закрытия трубопроводной арматуры до прекращения утечки (до момента прибытия аварийной бригады и ликвидации утечки или до полного опорожнения отсеченной части трубопровода, м3.

Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии приводится в таблице ниже.

Таблица 11 – Количество опасного вещества, участвующего в аварии

| Сценарии | Оборудование | Вероятность события, (1/год) | Основной поражающий фактор | Последствия | Количество опасного вещества, т | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| участвующего в аварии | участвующего в создании поражающих факторов |
|
|
| Оборудование не вошедшее в площадку | | | | | | |
| Проектируемое оборудование | | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 9,81E-07 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,19 | - |
| А12(2), А12(5) | 1,49E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,19 | 4,58E-04 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 3,01E-08 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,192 | 0,192 |
| А12(11), А12(14) | 3,43E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,23 | - |
| А12(10), А12(13) | 5,23E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,23 | 5,47E-04 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,05E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,23 | 0,23 |
| А12(19), А12(22) | 5,39E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,23 | - |
| А12(18), А12(21) | 8,21E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,23 | 5,47E-04 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,66E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,23 | 0,23 |
| А12(27), А12(30) | 2,29E-05 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,3 | - |
| А12(26), А12(29) | 3,48E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,3 | 7,26E-04 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 7,02E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,305 | 0,305 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 9,04E-07 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,18 | - |
| А12(2), А12(5) | 1,38E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,18 | 4,29E-04 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 2,77E-08 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,18 | 0,18 |
| А12(11), А12(14) | 3,16E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,22 | - |
| А12(10), А12(13) | 4,82E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,22 | 5,18E-04 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 9,71E-08 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,218 | 0,218 |
| А12(19), А12(22) | 4,97E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,22 | - |
| А12(18), А12(21) | 7,57E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,22 | 5,18E-04 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,53E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,218 | 0,218 |
| А12(27), А12(30) | 2,11E-05 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,29 | - |
| А12(26), А12(29) | 3,21E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,29 | 6,97E-04 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 6,47E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,293 | 0,293 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 1,44E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,26 | - |
| А12(2), А12(5) | 2,19E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,26 | 6,30E-04 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 4,42E-08 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,265 | 0,265 |
| А12(11), А12(14) | 5,04E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,3 | - |
| А12(10), А12(13) | 7,67E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,3 | 7,20E-04 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,55E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,302 | 0,302 |
| А12(19), А12(22) | 7,92E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,3 | - |
| А12(18), А12(21) | 1,21E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,3 | 7,20E-04 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 2,43E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,302 | 0,302 |
| А12(27), А12(30) | 3,36E-05 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,38 | - |
| А12(26), А12(29) | 5,11E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,38 | 8,98E-04 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 1,03E-06 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,377 | 0,377 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 1,41E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,48 | - |
| А12(2), А12(5) | 2,14E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,48 | 0,001 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 4,31E-08 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,477 | 0,477 |
| А12(11), А12(14) | 4,92E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,59 | - |
| А12(10), А12(13) | 7,49E-08 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,59 | 0,001 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,51E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,589 | 0,589 |
| А12(19), А12(22) | 7,73E-06 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,59 | - |
| А12(18), А12(21) | 1,18E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,59 | 0,001 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 2,37E-07 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,589 | 0,589 |
| А12(27), А12(30) | 3,28E-05 | Воздействие полютанта | Загрязнение окружающей среды | нефть  0,81 | - |
| А12(26), А12(29) | 5,00E-07 | Ударная волна | Поражение избыточным давлением | нефть  0,81 | 0,002 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 1,01E-06 | Тепловое излучение | Термический ожог | нефть  0,814 | 0,814 |

В соответствии с «Порядком оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечне включаемых в нее сведений», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.10.2020 г. № 414 с целью сравнения и полноты оценки опасности, к рассмотрению приняты сценарии, описанные в п. 2.2.2, среди всего разнообразия которых:

– наиболее вероятный – сценарий А12(27), А12(30) "Свищ" Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ загрязнение окружающей среды

– наиболее опасный (масштабный) – сценарий А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) "Свищ" Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 - участок №1 пожар

При этом в качестве поражающих факторов могут выступать:

– тепловое излучение пожара;

– избыточное давление взрыва и импульс фазы сжатия.

# Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

* + - 1. **Расчет избыточного давления (Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». (утверждена приказом Ростехнадзора №137 от 31.03.2016))**

Расчет радиусов зон поражения проводится в соответствии с Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». (утверждена приказом Ростехнадзора №137 от 31.03.2016).

Методика предназначена для количественной оценки параметров воздушных ударных волн при взрывах топливно-воздушных смесей, образующихся в атмосфере при промышленных авариях. При рассмотрении предполагается частичная разгерметизация или полное разрушение оборудования, содержащего горючее вещество в газообразной или жидкой фазе, выброс этого вещества в окружающую среду, образование облака ТВС, инициирование ТВС, взрывное превращение (горение или детонация) в облаке ТВС.

Методика позволяет определять вероятные степени поражения людей и степени повреждений зданий от взрывной нагрузки при авариях с взрывами топливно-воздушных смесей.

Исходными данными для расчета параметров ударных волн при взрыве облака ТВС являются:

- характеристики горючего вещества, содержащегося в облаке ТВС;

- агрегатное состояние ТВС (газовая или гетерогенная);

- средняя концентрация горючего вещества в смеси ;

-стехиометрическая концентрация горючего газа с воздухом ;

- масса горючего вещества, содержащегося в облаке, 

- удельная теплота сгорания горючего вещества ;

- информация об окружающем пространстве;

1. Определение основных параметров взрыва ТВС

1.1.Определение эффективного энергозапаса ТВС

Эффективный энергозапас горючей смеси определяется по соотношению

при 

или

 при 

При расчете параметров взрыва облака, лежащего на поверхности земли, величина эффективного энергозапаса удваивается. Для оценки объема газового облака ТВС используется соотношение:



Стехиометрическая концентрация горючего вещества в ТВС определяется из справочных данных или рассчитывается отдельно.

В случае если определение концентрации горючего вещества в смеси затруднено, в качестве величины  в соотношении (5) принимается концентрация, соответствующая нижнему концентрационному пределу воспламенения горючего газа.

1.2. Определение ожидаемого режима взрывного превращения

Классификация горючих веществ по степени чувствительности

ТВС, способные к образованию горючих смесей с воздухом, по своим взрывоопасным свойствам разделены на четыре класса: особо чувствительные вещества, чувствительные вещества, среднечувствительные вещества, слабочувствительные вещества

Классификация окружающей территории

В связи с тем, что характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС и, следовательно, параметры ударной волны, геометрические характеристики окружающего пространства разделены на виды в соответствии со степенью его загроможденности.

Вид 1. Наличие длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью.

Вид 2. Сильно загроможденное пространство: наличие полузамкнутых объемов, высокая плотность размещения технологического оборудования, лес, большое количество повторяющихся препятствий.

Вид 3. Средне загроможденное пространство: отдельно стоящие технологические установки, резервуарный парк.

Вид 4. Слабо загроможденное и свободное пространство.

Классификация ожидаемого режима взрывного превращения

Известны два основных режима протекания быстропротекающих процессов - детонация и дефлаграция. Для оценки параметров действия взрыва возможные режимы взрывного превращения ТВС разбиты на шесть диапазонов по скоростям их распространения, причем пять из них приходятся на процессы дефлаграционного горения ТВС, поскольку характеристики процесса горения со скоростями фронта меньшими 500 м/с имеют существенные качественные различия.

Ожидаемый диапазон скорости взрывного превращения определяется в зависимости от класса горючего вещества и вида окружающего пространства.

Ниже приводится разбиение режимов взрывного превращения ТВС по диапазонам скоростей.

Диапазон 1. Детонация или горение со скоростью фронта пламени 500 м/с и больше.

Диапазон 2. Дефлаграция, скорость фронта пламени 300-500 м/с.

Диапазон 3. Дефлаграция, скорость фронта пламени 200-300 м/с.

Диапазон 4. Дефлаграция, скорость фронта пламени 150-200 м/с.

Диапазон 5. Дефлаграция, скорость фронта пламени определяется соотношением :

,

где  - константа, равная 43.

Диапазон 6. Дефлаграция, скорость фронта пламени определяется соотношением :

,

где  - константа, равная 26.

Оценка агрегатного состояния ТВС

Для дальнейших расчетов производится оценка агрегатное состояние топлива смеси. Предполагается, что смесь гетерогенная, если более 50% топлива содержится в облаке в виде капель, в противном случае ТВС считается газовой. Провести такие оценки можно исходя из величины давления насыщенных паров топлива при данной температуре и времени формирования облака. Для летучих веществ, таких, как пропан при температуре +20 °С, смесь можно считать газовой, а для веществ с низким давлением насыщенного пара (распыл дизтоплива при +20 °С) расчеты проводятся в предположении гетерогенной топливно-воздушной смеси.

Расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных ударных волн

После определения вероятного режима взрывного превращения, рассчитываются основные параметры воздушных ударных волн (избыточное давление  и импульс волны давления ) в зависимости от расстояния до центра облака.

Детонация газовых и гетерогенных ТВС

Для вычисления параметров воздушной ударной волны на заданном расстоянии  от центра облака при детонации облака ТВС предварительно рассчитывается соответствующее безразмерное расстояние по соотношению:

.

Далее рассчитываются безразмерное давление  и безразмерный импульс фазы сжатия .

В случае детонации облака газовой ТВС расчет производится по следующим формулам:

;

.

В случае детонации облака гетерогенной ТВС расчет производится по следующим формулам:

;



Дефлаграция газовых и гетерогенных ТВС

В случае дефлаграционного взрывного превращения облака ТВС к параметрам, влияющим на величины избыточного давления и импульса положительной фазы, добавляются скорость видимого фронта пламени () и степень расширения продуктов сгорания (). Для газовых смесей принимается =7, для гетерогенных - =4. Для расчета параметров ударной волны при дефлаграции гетерогенных облаков величина эффективного энергозапаса смеси домножается на коэффициент .

Безразмерные давление  и импульс фазы сжатия  определяются по соотношениям:

;



Последние два выражения справедливы для значений , больших величины , в противном случае вместо  в соотношения и подставляется величина .

.

После определения безразмерных величин давления и импульса фазы сжатия вычисляются соответствующие им размерные величины :

;

.

- скорость звука в воздухе, м/с;

 -атмосферное давление, Па;

Оценка радиусов зон поражения.

Для определения радиусов зон поражения проводится решение уравнения:



причем константы  зависят от характера зоны поражения и определяются из таблицы Руководства, а функции  и  находятся по соотношениям.

Таблица 12 – Классификация зон разрушения

|  |  |
| --- | --- |
| Класс зоны разрушения | ΔР, кПа |
| Полное разрушение зданий | 100 |
| 50%-ное разрушение зданий | 53 |
| Средние повреждения зданий | 28 |
| Умеренные повреждения зданий (повреждение перегородок, рам, дверей) | 12 |
| Нижний порог повреждения человека волной давления | 5 |
| Малые повреждения (разбита часть остекления) | 3 |

* + - 1. **Расчет интенсивности теплового излучения при пожаре пролива ЛВЖ и ГЖ (СП 12.13130-2009)**

Интенсивность теплового излучения , кВт/м, рассчитывают по формуле



где  - среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м;

 - угловой коэффициент облученности;

 - коэффициент пропускания атмосферы.

При отсутствии данных допускается  принимать равной 100 кВт/м для СУГ, 40 кВт/м для нефтепродуктов.

Рассчитывают эффективный диаметр пролива , м, по формуле



где  - площадь пролива, м.

Рассчитывают высоту пламени , м, по формуле



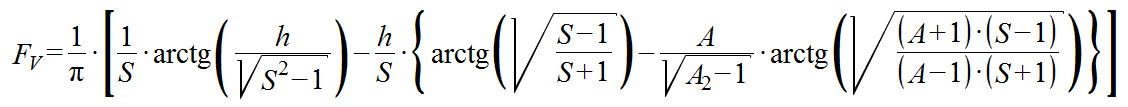
где  - удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м·с);

 - плотность окружающего воздуха, кг/м;

 - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с.

Определяют угловой коэффициент облученности  по формуле

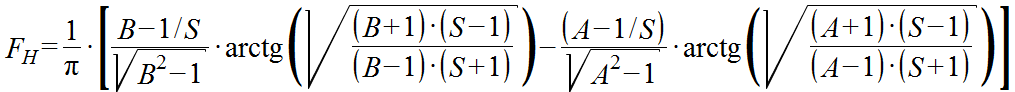




где 

 ( - расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта),







Определяют коэффициент пропускания атмосферы  по формуле



Таблица 13 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров приливов ЛВЖ и ГЖ

| Степень поражения | Интенсивность теплового излучения, кВт/м2 |
| --- | --- |
| Без негативных последствий в течение длительного времени | 1,4 |
| Безопасно для человека в брезентовой одежде | 4,2 |
| Непереносимая боль через 20-30 с  Ожог 1-й степени через 15-20 с  Ожог 2-й степени через 30-40 с  Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин | 7,0 |
| Непереносимая боль через 3-5 с  Ожог 1-й степени через 6-8 с  Ожог 2-й степени через 12-16 с | 10,5 |
| Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин | 12,9 |
| Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганой поверхности; воспламенение фанеры | 17,0 |

# Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте

# Оценка возможного числа пострадавших в результате воздействия теплового излучения

В качестве вероятного критерия оценки поражения тепловым излучением использовано понятие «пробит-функции». Для оценки степени поражения персонала тепловым излучением использована следующая формула ([6]; [27]):

Рr = -14,9 + 2,56 ln (t·q4/3),

где: Рr – «пробит-функция»;

q – интенсивность теплового излучения, (кВт/м2);

Далее по величине (Рr) с помощью таблицы, приведенной в нормативно-технической документации ([6]; [27]), определяли условную вероятность поражения человека.

# Оценка возможного числа пострадавших в результате воздействия ударной волны избыточного давления

При ударном воздействии «пробит - функцию» (Рr ) вычисляли исходя из значений избыточного давления взрыва (ΔР) и импульса волны давления (i):

Рr =5–0,26 ln(V),

где V=(17500/ΔР)8,4+(290/i)9,3

Далее по величине (Рr) с помощью таблицы, приведенной в нормативно-технической документации ([6]; [27]), определяли условную вероятность поражения человека.

Основные результаты расчёта вероятных зон поражающих факторов приведены ниже.

Таблица 14 – Результаты расчетов для сценариев аварий на объекте (волна давления)

| № сценария | Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов М(*m*г), т | Теплота сгорания, кДж/кг | Скорость фронта пламени, м/с | Степень расширения продуктов сгорания, - | Волна давления/Импульс | | | | | | | Количество погибших/ пострадавших |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Р*max (кПа)/  *Rmax* (м) | *Р*=100 кПа (м) /  *I* (Па·с) | *Р*=53 кПа (м) /  *I* (Па·с) | *Р*=28 кПа (м) /  *I* (Па·с) | *Р*=12 кПа (м) /  *I* (Па·с) | *Р*=5 кПа (м) /  *I* (Па·с) | *Р*=3 кПа (м) /  *I* (Па·с) |
| Оборудование не вошедшее в площадку | | | | | | | | | | | | |
| Проектируемое оборудование | | | | | | | | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | | | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | | | |
| А12(2), А12(5) | 0,001 | 46400 | 38 | 7 | 1,4/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(10), А12(13) | 0,001 | 46400 | 39 | 7 | 1,5/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(18), А12(21) | 0,001 | 46400 | 39 | 7 | 1,5/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(26), А12(29) | 0,001 | 46400 | 41 | 7 | 1,6/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | | | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | | | |
| А12(2), А12(5) | 0,001 | 46400 | 37 | 7 | 1,3/  1 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(10), А12(13) | 0,001 | 46400 | 39 | 7 | 1,4/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(18), А12(21) | 0,001 | 46400 | 39 | 7 | 1,4/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(26), А12(29) | 0,001 | 46400 | 40 | 7 | 1,6/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | | | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | | | |
| А12(2), А12(5) | 0,001 | 46400 | 40 | 7 | 1,5/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(10), А12(13) | 0,001 | 46400 | 41 | 7 | 1,6/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(18), А12(21) | 0,001 | 46400 | 41 | 7 | 1,6/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(26), А12(29) | 0,001 | 46400 | 42 | 7 | 1,7/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | | | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | | | |
| А12(2), А12(5) | 0,001 | 46400 | 44 | 7 | 1,9/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(10), А12(13) | 0,001 | 46400 | 45 | 7 | 2/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(18), А12(21) | 0,001 | 46400 | 45 | 7 | 2/  2 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |
| А12(26), А12(29) | 0,002 | 46400 | 48 | 7 | 2,2/  3 | - | - | - | - | - | - | 1/1 |

Таблица 15 – Результаты расчетов для сценариев аварий на объекте (тепловое излучение)

| № сценария | Площадь разлива, (м2) | Ср.пов. плотность теплового излучения пламени, кВт/м2 | Удельная массовая скорость выгорания жидкости,  кг/(м2·с) | Тепловое излучение | | | | | | Количество погибших/ пострадавших |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| q=17 кВт/м2  (м) | q=12,9 кВт/м2  (м) | q=10,5 кВт/м2  (м) | q=7,0 кВт/м2  (м) | q=4,2 кВт/м2  (м) | q=1,4 кВт/м2  (м) |
| Оборудование не вошедшее в площадку | | | | | | | | | | |
| Проектируемое оборудование | | | | | | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 33,96 | 25 | 0,04 | 5 | 6 | 6 | 8 | 11 | 22 | 2/2 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 40,58 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 9 | 13 | 25 | 2/2 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 40,58 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 9 | 13 | 25 | 2/2 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 53,82 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 10 | 14 | 29 | 2/2 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 31,82 | 25 | 0,04 | - | 5 | 6 | 8 | 10 | 21 | 2/2 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 38,43 | 25 | 0,04 | 5 | 6 | 6 | 8 | 11 | 23 | 2/2 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 38,43 | 25 | 0,04 | 5 | 6 | 6 | 8 | 11 | 23 | 2/2 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 51,67 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 10 | 14 | 29 | 2/2 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 46,75 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 10 | 13 | 27 | 2/2 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 53,37 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 10 | 14 | 29 | 2/2 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 53,37 | 25 | 0,04 | 6 | 7 | 8 | 10 | 14 | 29 | 2/2 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 66,6 | 25 | 0,04 | 7 | 8 | 9 | 12 | 16 | 34 | 2/2 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | | | | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | | | | |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 84,17 | 25 | 0,04 | 7 | 9 | 10 | 12 | 17 | 38 | 2/2 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 104,02 | 25 | 0,04 | 9 | 10 | 11 | 14 | 19 | 43 | 2/2 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 104,02 | 25 | 0,04 | 9 | 10 | 11 | 14 | 19 | 43 | 2/2 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 143,72 | 25 | 0,04 | 10 | 11 | 13 | 16 | 22 | 51 | 2/2 |

# Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

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;

- социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей);

- косвенный ущерб

- экологический ущерб (выплаты за компенсацию загрязнения окружающей среды выбросами продуктов, обращающихся на опасном объекте) ;

- потери от выбытия трудовых ресурсов.

Прямые потери определялись из условия повреждения технологического оборудования (остаточная стоимость), и полной утраты продукта, находящегося в оборудовании.

Затраты на локализацию и расследование аварии, производство ремонтно-строительных работ определяются исходя из сметной стоимости или стоимости услуг специализированных организаций.

Социально-экономические потери рассчитывались из условия гибели среднестатистических работников (у каждого погибшего работающий супруг, два несовершеннолетних ребенка). Среднемесячный заработок одного погибшего человека составляет 25 000 руб. Оценка количества погибших и пострадавших среди работников опасного объекта приведена выше.

Косвенный ущерб вследствие аварии определялся как сумма недополученной организацией прибыли, сумму израсходованной заработанной платы и части условно-постоянных расходов (цеховых и общезаводских) за период аварии и восстановительных работ (убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр., а также убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли не учитывались)

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

Ущерб, причиненный в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте, компенсируется в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности ОПО» от 21.07.97г. № 116-ФЗ, который предписывает организациям, эксплуатирующим опасный производственный объект, обязательное страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

Для данного предприятия простой других производств, технологически связанных с данным аварийным объектом, отсутствует.

**1. Прямые потери**

Прямые потери, Ппр, в результате уничтожения при аварии основных производственных фондов составят:

Потери предприятия в результате уничтожения при аварии основных производственных фондов (резервуар) Пофу = Цост - Цут, где:

Цост - остаточная стоимость разрушенного оборудования, руб.;

Цут - утилизационная стоимость разрушенного оборудования, руб.

Потери предприятия в результате повреждения при аварии основных производственных фондов, Пофп:

* Цобр - стоимость ремонта оборудования, машин, руб.;
* Цзд - стоимость ремонта зданий, руб.;
* Цстр - стоимость услуг посторонних организаций, привлеченных к ремонту - руб.;
* Цтр - транспортные расходы, надбавки к заработной плате и затраты на дополнительную электроэнергию, руб.

Таким образом, Пофп = Цобр + Цзд + Цстр + Цтр руб.

Потери вещества определяются по формуле Пв=Цт × Мв, руб, где:

* Цт – цена утраченного вещества, руб/т;
* Мв – масса утраченного вещества, руб.

Остальные составляющие прямого ущерба не учитываются.

Таким образом, прямые потери: Ппр = Пофу + Пофп + Пв, руб.

**2. Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии**

Расходы, связанные с ликвидацией и локализацией аварии, Ппл, составят:

* Цнпв - непредусмотренные выплаты заработной платы (премии) персоналу при ликвидации и локализации аварии, руб.;
* Цспец - привлечение специализированных организации к ликвидации, руб.;
* Цмат - стоимость материалов, израсходованных при локализации (ликвидации) аварии, руб.

Таким образом, потери при локализации и ликвидации аварии:

Пл = Цнпв + Цспец +Цмат, руб.

* Црас - расходы на мероприятия, связанные с расследованием аварии, руб.

Таким образом, расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование причин аварии: Пла = Пл + Црас, руб.

**3. Социально-экономические потери**

Ущерб, нанесенный персоналу предприятия.

Sпог - средняя стоимость оказания ритуальных услуг, в местности, где произошла авария, руб (ст.6 п.2 N 225-ФЗ от 27 июля 2010 г. "Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте": не более 25 тысяч рублей - в счет возмещения расходов на погребение каждого потерпевшего).

Общая величина выплаты по случаю потери кормильца, Sпк, составит:

Sпк = К \* (Зср × Т+Тед), руб., где:

К – количество погибших, чел.;

Зср – размер месячного пособия на одного ребенка, руб.;

Т – количество месяцев выплаты до достижения ребенком совершеннолетия, мес.;

Тед = 2 000 000 рублей - в части возмещения вреда лицам, понесшим ущерб в результате смерти каждого потерпевшего (кормильца) (ст.17.1 п.1. Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности ОПО");

Тстрах = 1 000 000 рублей - единовременная страховая выплата (ст.11 Федеральный закон от 24 июля 1998 г. N 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний").

Так же при реализации сценария аварии учитывается количество пострадавших, единовременная выплата которым составит размер среднемесячного заработка.

**4. Косвенный ущерб**

Величина Пзп, обозначающая сумму израсходованной зарплаты и части условно-постоянных расходов при Тпр (время простоя), составит:

Пзп = (ЗП∙N + УП) \* Кд

N – число сотрудников, не использованных на работе в результате простоя, чел;

ЗП – заработная плата, руб/сут;

УП – условно-постоянные расходы, руб;

Кд – количество дней простоя;

Убытки, вызванные уплатой различных штрафов, пени и пр., Пш, не учитываются, так как никаких штрафов, пени и пр. на предприятие не накладывалось.

Так как соседние организации не пострадали от аварии, недополученная прибыль третьих лиц не рассчитывается.

**5. Экологический ущерб**

Экологический ущерб ПЭКОЛ будет определяться, главным образом, размером взысканий за вред, причиненный, выброшенными в атмосферу.

Расчет производился по формуле:

ПЭКОЛ = ЭА = 5·× КИ·× КЭА·× НБА ×·М',

где ЭА – экологический ущерб от загрязнения атмосферы выбросами, (руб);

КИ – коэффициент инфляции;

НБА – базовый норматив платы за выброс в атмосферу загрязняющих веществ, руб/т;

М' – количество загрязняющих, поступивших в атмосферу при реализации сценария аварии, т;

КЭА – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий в составе экономических районов РФ.

**6. Потери при выбытии трудовых ресурсов**

Потери при выбытии трудовых ресурсов в результате гибели (Пвтрг) одного работающего составят:

Из расчета регионального дохода (в среднем по промышленности) для данной области К млрд.руб, и числа населения, занятого в промышленности N тыс. человек, ЗП – средняя заработная плата руб/мес.

Пвтрг = ЗП × (К/N)/(52 × 5), руб

Результаты расчетов приведены ниже в таблице ниже.

Таблица 16 – Оценка возможного ущерба от аварии

| Сценарий | Прямой ущерб, тыс. руб. | Затраты на локализацию и ликвидацию аварии, тыс. руб. | Социально-экономические потери, тыс. руб. | Потери от выбытия трудовых ресурсов, тыс. руб. | Косвенный ущерб, тыс. руб. | Экологический ущерб, тыс. руб. | Итого, тыс. руб. |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оборудование не вошедшее в площадку | | | | | | | |
| Проектируемое оборудование | | | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | 1,64 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 152,84 | 1654,64 |
| А12(2), А12(5) | 1,64 | 0,16 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 152,84 | 6137,18 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 1,64 | 0,16 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 154,02 | 10620,90 |
| А12(11), А12(14) | 1,95 | 0,20 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 182,62 | 1684,77 |
| А12(10), А12(13) | 1,95 | 0,20 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 182,62 | 6167,31 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,95 | 0,20 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 184,03 | 10651,26 |
| А12(19), А12(22) | 1,95 | 0,20 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 182,62 | 1684,77 |
| А12(18), А12(21) | 1,95 | 0,20 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 182,62 | 6167,31 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,95 | 0,20 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 184,03 | 10651,26 |
| А12(27), А12(30) | 2,59 | 0,26 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 242,18 | 1745,03 |
| А12(26), А12(29) | 2,59 | 0,26 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 242,18 | 6227,57 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 2,59 | 0,26 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 244,05 | 10711,98 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | 1,53 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 143,18 | 1644,86 |
| А12(2), А12(5) | 1,53 | 0,15 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 143,18 | 6127,40 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 1,53 | 0,15 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 144,28 | 10611,05 |
| А12(11), А12(14) | 1,85 | 0,19 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 172,96 | 1674,99 |
| А12(10), А12(13) | 1,85 | 0,19 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 172,96 | 6157,53 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,85 | 0,19 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 174,29 | 10641,41 |
| А12(19), А12(22) | 1,85 | 0,19 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 172,96 | 1674,99 |
| А12(18), А12(21) | 1,85 | 0,19 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 172,96 | 6157,53 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,85 | 0,19 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 174,29 | 10641,41 |
| А12(27), А12(30) | 2,49 | 0,25 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 232,52 | 1735,25 |
| А12(26), А12(29) | 2,49 | 0,25 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 232,52 | 6217,80 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 2,49 | 0,25 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 234,31 | 10702,13 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | 2,25 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 210,38 | 1712,85 |
| А12(2), А12(5) | 2,25 | 0,23 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 210,38 | 6195,39 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 2,25 | 0,23 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 212,00 | 10679,56 |
| А12(11), А12(14) | 2,57 | 0,26 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 240,16 | 1742,98 |
| А12(10), А12(13) | 2,57 | 0,26 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 240,16 | 6225,52 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 2,57 | 0,26 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 242,01 | 10709,92 |
| А12(19), А12(22) | 2,57 | 0,26 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 240,16 | 1742,98 |
| А12(18), А12(21) | 2,57 | 0,26 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 240,16 | 6225,52 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 2,57 | 0,26 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 242,01 | 10709,92 |
| А12(27), А12(30) | 3,21 | 0,32 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 299,72 | 1803,24 |
| А12(26), А12(29) | 3,21 | 0,32 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 299,72 | 6285,79 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 3,21 | 0,32 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 302,03 | 10770,64 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | | | | | | | |
| Участок №1 | | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | 4,05 | 0,41 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 378,75 | 1883,21 |
| А12(2), А12(5) | 4,05 | 0,41 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 378,75 | 6365,75 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 4,05 | 0,41 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 381,68 | 10851,22 |
| А12(11), А12(14) | 5,01 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 468,09 | 1973,60 |
| А12(10), А12(13) | 5,01 | 0,50 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 468,09 | 6456,14 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 5,01 | 0,50 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 471,71 | 10942,30 |
| А12(19), А12(22) | 5,01 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 468,09 | 1973,60 |
| А12(18), А12(21) | 5,01 | 0,50 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 468,09 | 6456,14 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 5,01 | 0,50 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 471,71 | 10942,30 |
| А12(27), А12(30) | 6,92 | 0,69 | 0,00 | 0,00 | 1500,00 | 646,77 | 2154,39 |
| А12(26), А12(29) | 6,92 | 0,69 | 3562,37 | 875,18 | 1545,00 | 646,77 | 6636,93 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 6,92 | 0,69 | 7124,73 | 1750,35 | 1590,00 | 651,77 | 11124,47 |

# Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

Раздел разработан на основании Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. N 144). Критерии приемлемого индивидуального и социального риска приняты согласно Федеральному закону «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.06.2008 № 123-ФЗ.

После рассмотрения на каждом из принятых к рассмотрению объектов всех видов аварий, специфики их возникновения и развития, определения вероятности реализации их негативного потенциала проводится построение полей риска на масштабированной картографической основе. Получаемая карта R (х,у) потенциального риска характеризует интегральную вероятность того или иного типа негативного воздействия (тепловое излучение, избыточное давление) на человека при условии, что субъект воздействия с вероятностью, равной 1 (единица) находится в конкретной точке пространства в момент реализации аварии. Эта величина трактуется как величина потенциального территориального риска (по терминологии А. Елохина «Анализ и управление риском: Теория и практика», М. 2000 г. – индивидуального риска). Таким образом, риск R (х,у) (потенциальная опасность) в каждой конкретной точке характеризует риск от рассматриваемой опасности, которой подвергался бы человек, находящийся в этой точке в течение года. Величина этого риска (потенциальной опасности) не зависит от распределения персонала предприятия, а отражает тот уровень потенциальной опасности, который создает конкретный объект.

N N

R (х,у) = ∑∑ λi · Eĳ (х,у) · Qi' · W (t)

i=1 j=1

R (х,у) – потенциальный риск в точке (х,у), (уровень потенциальной опасности);

λi – вероятность реализации сценария аварии;

Eĳ (х,у) – вероятность реализации механизма воздействия -j- в точке (х,у) для сценария -i- ;

Qi'– вероятность поражения персонала (населения) при реализации механизма воздействия -j- ;

W (t) – вероятность неадекватных действий персонала.

Величина W(t) отражает динамику среднестатистического поведения субъекта риска, т.е. определяется так называемым человеческим фактором. Как показывает практика, первые 5 ÷ 10 минут уходят на принятие людьми решений по избежанию опасности, поэтому данный период можно отнести к периоду неадекватных действий. Исходя из рекомендаций, изложенных в работе В.С. Сафонова, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряева «Теория и практика анализа риска в газовой промышленности», для теплового и ударного воздействия в результате пожара разлития и взрыва паров Eĳ (х,у) и W(t) принимаются равной 1 (единице).

Поля потенциального риска на территории декларируемого объекта нанесены на ситуационном плане.

Так же разработчиками РПЗ были проанализированы и рассчитаны такие показатели риска как: социальный риск, коллективный риск, ожидаемый ущерб и индивидуальный риск.

Социальный риск (F/N-кривая, представленная ниже) есть зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Этот показатель характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей.

Коллективный риск рассматривался как ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенное время на каждой составляющей декларируемого объекта.

Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время.

Индивидуальный риск представляет частоту поражения отдельного человека (группы людей) в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий (потенциальный риск).

Таблица 17 – Результаты оценки риска

| Сценарии | Оборудование | Вероятность события, (1/год) | Ущерб, млн. руб | Ожидаемый ущерб, руб∙год-1 | Количество погибших и пострадавших | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| Погибших, чел | Пострадавших, чел |
|
|
| Проектируемое оборудование | | | | | | |
| Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 9,81E-07 | 1,65 | 1,62 | 0 | 0 |
| А12(2), А12(5) | 1,49E-08 | 6,14 | 0,09 | 1 | 1 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 3,01E-08 | 10,62 | 0,32 | 2 | 2 |
| А12(11), А12(14) | 3,43E-06 | 1,68 | 5,78 | 0 | 0 |
| А12(10), А12(13) | 5,23E-08 | 6,17 | 0,32 | 1 | 1 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,05E-07 | 10,65 | 1,12 | 2 | 2 |
| А12(19), А12(22) | 5,39E-06 | 1,68 | 9,09 | 0 | 0 |
| А12(18), А12(21) | 8,21E-08 | 6,17 | 0,51 | 1 | 1 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,66E-07 | 10,65 | 1,76 | 2 | 2 |
| А12(27), А12(30) | 2,29E-05 | 1,75 | 39,93 | 0 | 0 |
| А12(26), А12(29) | 3,48E-07 | 6,23 | 2,17 | 1 | 1 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 7,02E-07 | 10,71 | 7,52 | 2 | 2 |
| Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 9,04E-07 | 1,64 | 1,49 | 0 | 0 |
| А12(2), А12(5) | 1,38E-08 | 6,13 | 0,08 | 1 | 1 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 2,77E-08 | 10,61 | 0,29 | 2 | 2 |
| А12(11), А12(14) | 3,16E-06 | 1,67 | 5,30 | 0 | 0 |
| А12(10), А12(13) | 4,82E-08 | 6,16 | 0,30 | 1 | 1 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 9,71E-08 | 10,64 | 1,03 | 2 | 2 |
| А12(19), А12(22) | 4,97E-06 | 1,67 | 8,33 | 0 | 0 |
| А12(18), А12(21) | 7,57E-08 | 6,16 | 0,47 | 1 | 1 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 1,53E-07 | 10,64 | 1,62 | 2 | 2 |
| А12(27), А12(30) | 2,11E-05 | 1,74 | 36,59 | 0 | 0 |
| А12(26), А12(29) | 3,21E-07 | 6,22 | 2,00 | 1 | 1 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 6,47E-07 | 10,70 | 6,93 | 2 | 2 |
| Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 1,44E-06 | 1,71 | 2,47 | 0 | 0 |
| А12(2), А12(5) | 2,19E-08 | 6,20 | 0,14 | 1 | 1 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 4,42E-08 | 10,68 | 0,47 | 2 | 2 |
| А12(11), А12(14) | 5,04E-06 | 1,74 | 8,78 | 0 | 0 |
| А12(10), А12(13) | 7,67E-08 | 6,23 | 0,48 | 1 | 1 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,55E-07 | 10,71 | 1,66 | 2 | 2 |
| А12(19), А12(22) | 7,92E-06 | 1,74 | 13,80 | 0 | 0 |
| А12(18), А12(21) | 1,21E-07 | 6,23 | 0,75 | 1 | 1 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 2,43E-07 | 10,71 | 2,60 | 2 | 2 |
| А12(27), А12(30) | 3,36E-05 | 1,80 | 60,56 | 0 | 0 |
| А12(26), А12(29) | 5,11E-07 | 6,29 | 3,21 | 1 | 1 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 1,03E-06 | 10,77 | 11,10 | 2 | 2 |
| Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | | | | | | |
| А12(3), А12(6) | Участок №1 | 1,41E-06 | 1,88 | 2,65 | 0 | 0 |
| А12(2), А12(5) | 2,14E-08 | 6,37 | 0,14 | 1 | 1 |
| А12(1), А12(2), А12(4), А12(5) | 4,31E-08 | 10,85 | 0,47 | 2 | 2 |
| А12(11), А12(14) | 4,92E-06 | 1,97 | 9,71 | 0 | 0 |
| А12(10), А12(13) | 7,49E-08 | 6,46 | 0,48 | 1 | 1 |
| А12(9), А12(10), А12(12), А12(13) | 1,51E-07 | 10,94 | 1,65 | 2 | 2 |
| А12(19), А12(22) | 7,73E-06 | 1,97 | 15,26 | 0 | 0 |
| А12(18), А12(21) | 1,18E-07 | 6,46 | 0,76 | 1 | 1 |
| А12(17), А12(18), А12(20), А12(21) | 2,37E-07 | 10,94 | 2,60 | 2 | 2 |
| А12(27), А12(30) | 3,28E-05 | 2,15 | 70,67 | 0 | 0 |
| А12(26), А12(29) | 5,00E-07 | 6,64 | 3,32 | 1 | 1 |
| А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) | 1,01E-06 | 11,12 | 11,20 | 2 | 2 |

# ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

# Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц

Отнесение декларируемого объекта к категории опасных выполнено в процессе его идентификации в соответствии с положениями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Основная опасность обусловлена содержанием больших масс нефти.

В соответствии с «Порядком оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечне включаемых в нее сведений», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.10.2020 г. № 414 с целью сравнения и полноты оценки опасности, к рассмотрению приняты сценарии, описанные в п. 2.2.2, среди всего разнообразия которых:

– наиболее вероятный – сценарий А12(27), А12(30) "Свищ" Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ загрязнение окружающей среды

– наиболее опасный (масштабный) – сценарий А12(25), А12(26), А12(28), А12(29) "Свищ" Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 - участок №1 пожар

При этом в качестве поражающих факторов могут выступать:

– тепловое излучение пожара;

– избыточное давление взрыва и импульс фазы сжатия.

Результаты проведенного анализа риска для декларируемого объекта, представлены в таблице ниже (Таблица 18).

Таблица 18 – Результаты проведенного анализа риска для декларируемого объекта

| №  п/п | Составляющая декларируемого объекта | Индивидуальный риск, 1/год | Коллективный риск, чел/год |
| --- | --- | --- | --- |
| Обслуживающий персонал трубопроводной сети (обходчики) | | | |
| 1 | Трубопровод от скв.4763 до БГЗЖ | 4,02E-07 | 8,05E-07 |
| 2 | Трубопровод от скв.4762 до БГЗЖ | 3,63E-07 | 7,25E-07 |
| 3 | Трубопровод от скв.4722 до БГЗЖ | 6,63E-07 | 1,33E-06 |
| 4 | Трубопровод от БГЗЖ К-1063 до т.9 | 9,37E-07 | 1,87E-06 |

Величина коллективного риска для работников, обеспечивающих обслуживание нефтепроводов (обход, ремонт) составит 4,73E-06 (чел./год), при этом индивидуальный риск в выделенной группе рисков 2,36E-06 (1/год).

|  |
| --- |
|  |

Рисунок 9 – F/N-диаграмма

|  |
| --- |
|  |

Рисунок 10 – F/G-диаграмма

# Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска

Рассчитанные показатели риска аварий на декларируемом объекте сравнивались с данными приведенными ниже (Таблица 19)

Таблица 19 – Оценки фонового риска промышленных аварий,  полученные с использованием официальных данных  Госгортехнадзора России, Ростехнадзора\* (госдоклады и госотчеты 1998-2020 гг.) и Росстата [http://riskprom.ru/publ/]

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Риск гибели |
| Риск гибели в нефтедобыче | 1,1×10-4 год-1 |

Таким образом, в результате количественного анализа риска аварий на декларируемом объекте, в соответствии с критериями, приведенными в п.2.3 настоящей РПЗ и на основании нормативных значений указанных выше (Таблица 19) можно сделать вывод о приемлемости индивидуального риска для работников опасного производственного объекта.

Показано, что риск гибели персонала при авариях не превышает значений фоновых рисков смертности в России.

# Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

В результате анализа установлено, что для декларируемого объекта наиболее значимыми факторами, влияющими на показатели риска, являются:

- природный фактор, обусловленный коррозионной активностью грунта;

- конструктивно-технологический фактор, связанный с физическим износом технологического оборудования;

- человеческий фактор, приводящий к разрушению технологического оборудования в результате ошибочных действий персонала, а также преднамеренных действий посторонних лиц (включая террористические акты).

Для повышения уровня промышленной безопасности в целом по нефтепроводу рекомендуется включить в «План мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности» следующие пункты:

­ провести корректировку и экспертизу плана по локализации и ликвидации разливов нефти в экспертной организации МЧС России;

­ организовывать проведение в установленные сроки технических освидетельствований нефтепроводов;

­ проводить плановые систематические мероприятия по повышению профессиональной и противоаварийной подготовки работников, осуществляющих эксплуатацию объекта.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

# Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте

|  |  |
| --- | --- |
|  | Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ |
|  | Федеральный закон «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» № 68-ФЗ от 21.12.94 г. |
|  | Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.06.2008 № 123-ФЗ |
|  | Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 г. № 794 (в редакции постановлений Правительства РФ от 27.05.2005 г. .№ 335, от 03.10.2006 г. № 600) «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации последствий аварий на объекте». |
|  | Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) |
|  | Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. ГОСТ Р 12.3.047-2012 |
|  | Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности СП 12.13130.2009, утв. постановлением Правительства Российской Федерации «О порядке разработки и утверждения сводов правил» № 858. |
|  | Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34.21.122-203. |
|  | Правила устройства электроустановок ПУЭ. Издание седьмое с изменениями (утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204). |
|  | Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в PC ЧС. (книга 2). Методика оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах. Министерство по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий. 1994г. |
|  | О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Постановление Правительства РФ от 21.05.07 № 304. |
|  | ГОСТ Р 27.310-93 «Анализ видов, последствий и критичности отказов. Общие положения». |
|  | «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.10.2020 г. № 414) |
|  | Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» |
|  | Методика оценки последствий химических аварий. (Методика «Токси», Вторая редакция), Москва, НТЦ «Промышленная безопасность», 1999 г. |
|  | Оценка химической опасности технологических объектов. Методические рекомендации. Новомосковский институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов химической промышленности г.Тула.1992 г. |
|  | Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утв. приказом Ростехнадзора № 144 от 11.04.2016 г.) |
|  | Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности. Часть I. |
|  | ГОСТ Р 42.0.03-2016 Гражданская оборона. Правила нанесения на карты прогнозируемой и сложившейся обстановки при ведении военных конфликтов и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Условные обозначения |
|  | Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 503 "Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61765) |
|  | Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов |
|  | Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (Утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158) |
|  | Постановление правительства РФ «О противопожарном режиме», №390 от 25.04.2012 г.. |
|  | Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"(Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) |
|  | ГН 2.2.5.1313-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны |
|  | Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. Утв УГПН МЧС РФ 17.03.2006 |
|  | Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 №404 |
|  | Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 08.07.2010 года № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды» |
|  | Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов (утверждена Приказом Государственного комитета по охране окружающей среды от 05.03.1997 № 90) |
|  | Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утверждена приказом Министерства природных ресурсов России от 13.04.2009 № 87) |

# Перечень литературных источников

|  |  |
| --- | --- |
|  | Основные опасности химических производств. В.Маршал. (Перевод с английского). 1989г. |
|  | Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. М.В.Бесчастнов. 1991г. |
|  | Предупреждение крупных аварий. Практическое руководство. Вклад МБТ в международную программу по безопасности в хими­ческой промышленности, разработанную при участии ЮНЕП,МБТ и ВОЗ. (Перевод с английского под редакцией Э.В.Петросяна). 1992г. |
|  | Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.т.1-3. Лазарев Н.В. |
|  | Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения».Книги 1 и 2.А.М.Баратов и А.Я. Корольченко, 1990г. |
|  | О состоянии защиты населения и территорий РФ от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Государственный доклад. Журнал «Экологический вестник России № 10/2000г. |
|  | Страхование техногенного риска. Статья П.Г.Белова в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 5/2000г. |
|  | Составляющие понятия «Опасный производственный объект». Статья Б.А.Красных, Е.В. Кловач, А.С. Печеркина, В.И.Сидорова,. В.К. Шаляева в журнале «Безопасность труда в промышленности № 10/1999г. |
|  | Экспертная система оценки техногенного риска опасного производственного объекта. Статья А.И.Гражданкина и П.Г.Белова в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 11/2000г. |
|  | Оценка риска аварий на предприятиях по хранению светлых нефтепродуктов методом построения деревьев опасности. Статья И.А. Роздина и Е.И.Хабаровой в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 10/2000г. |
|  | Риск, надежность и безопасность. Система понятий и обозначений. Статья В.А.Бондарь, Ю.П.Попова в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 10/1997г. |
|  | Информирование общественности об опасности промышленного объекта.  Статья Е.В.Кловач и В.И.Сидорова в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 10/1995г. |
|  | Проблема нормирования и оценки безопасности промышленной трубопроводной арматуры. Методы оценки риска. Статья Е.А.Иванова, Ю.И.Тарасьева, В.Л. Шпера в журнале «Безопасность труда в промышленности» № 9/2002г. |
|  | Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств, Г.Я. Воробьева, Москва, «Химия», 1975г. |
|  | Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник в 2-х книгах под редакцией А.Н. Баратова и А.Я. Корольченко, Москва, «Химия». 1990г. |
|  | Официальный сайт Государственного комитета РФ по статистике [http://www.gks.ru/]. |
|  | Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 2003-2016гг |
|  | Трубопроводный транспорт нефти/ в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. Т.1-2 |

# Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки

|  |  |
| --- | --- |
|  | Проектная документация «{{ project\_name }}» |

1. ) Для проектируемых трубопроводов допускается принимать величину среднего значения аварийности в 10 раз меньше, чем для действующих. [↑](#footnote-ref-1)