

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОЖАРНОГО РИСКА ПРИ АВАРИЯХ НА НАРУЖНЫХ УСТАНОВКАХ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

В соответствии п.6 ст.6 Федерального закона от 2 июля 2008 г. №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ФЗ-123) расчеты по оценке пожарного риска являются составной частью декларации пожарной безопасности или декларации промышленной безопасности (на объектах, для которых они должны быть разработаны в соответствии с законодательством Российской Федерации).

Ниже представлены примеры работ ЗАО НТЦ ПБ и ведущих специалистов в этой области, выполненных в период 2000-2008гг. по декларированию промышленной безопасности и оценке риска аварий, в том числе связанных с пожаром. Учитывая, что основной вклад в поражающие факторы аварий на рассмотренных объектах связан с выбросом и воспламенением горючих веществ, то в большинстве случаев рассчитанный индивидуальный риск гибели людей от аварий совпадает с индивидуальным пожарным риском.

По тексту примеров даны комментарии, связанные с актуализацией нормативных документов.

Содержание:

А. Оценка риска аварий и пожаров на газонаполнительной станции.

(По материалам публикации в ж-ле «Безопасность труда в промышленности», 2001. - №8, Гражданкин А.И., Лисанов М.В., Лыков С.М., Печеркин А.С., Сумской С.И.)

Б. Оценка риска аварий и пожаров на опасных производственных объектах хранения нефтепродуктов (По материалам публикации на <http://safety.moy.su/publ/20-1-0-73>)

В. Оценка риска аварий и пожаров на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта

(по материалам ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», ВНИИГАЗ, 2000-2004, 2007, Гражданкин А.И., Дадонов Ю.А., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Овчаров С.В., Печеркин А.С., Сафонов В.С., Сидоров В.И., Сумской С.И., Швыряев А.И. и др.)

Г. Применение количественного анализа риска аварий на магистральном трубопроводе ШФЛУ для оценки минимальных безопасных расстояний

(по материалам публикаций в ж-лах «Безопасность труда в промышленности», «Технологии ТЭК»/ 2007 г., - Лисанов М.В., Пчельников А.В., Сумской С.И., Шанина Е.Л., (ОАО "НТЦ "Промышленная безопасность"), Зозуля В.В. (ОАО «НИПИгазпереработка»)).

А. ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ И ПОЖАРОВ НА ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

(По материалам публикации в ж-ле «Безопасность труда в промышленности», 2001. - №8, Гражданкин А.И., Лисанов М.В., Лыков С.М., Печеркин А.С., Сумской С.И.)

Газонаполнительные станции (ГНС) являются распространенными опасными производственными объектами, предназначенными для приема, хранения и снабжения населения сжиженными углеводородными газами (СУГ) - пропаном, бутаном и их смесями в баллонах, а также для поставки газа в автоцистернах в качестве заправочного топлива автомобилей.

Основными технологическими операциями, проводимыми на ГНС, являются сливно-наливные операции, связанные с приемом и отпуском СУГ потребителям.

Наличие значительных (до нескольких сотен тонн) запасов СУГ на ГНС и высокая потенциальная опасность СУГ (*СУГ легко переходит в газовую фазу, которая при смешении с воздухом образует взрывоопасные смеси*) позволяют отнести ГНС к опасным производственным объектам, которые могут представлять опасность не только для персонала, но и для населения.

В настоящей статье изложены основные результаты анализа риска (*В том числе риска пожаров, связанных с аварийными выбросами опасных веществ*), проведенного при составлении декларации промышленной безопасности типичной ГНС.

1. Общие сведения

Производственная мощность рассматриваемой ГНС составляет 10000 т СУГ в год, доставляемых от поставщиков в железнодорожных цистернах. Это количество СУГ распределяется следующим образом:

1. 8000 т/год идет на заправку бытовых газовых баллонов;
2. 1500 т /год вывозится автоцистернами потребителю;
3. 500 т/год идет на заправку газобаллонных автомобилей на автомобильной газозаправочной станции (АГЗС), находящейся рядом с ГНС.

Максимальное количество СУГ, которое одновременно может находиться на ГНС, – 500 т.

В составе ГНС имеются:

- ж/д эстакада для одновременного приема 4 ж/д цистерн объемом по 54 м³;
- хранилище СУГ – 12 подземных резервуаров объемом по 100 м³ каждый;
- насосно-компрессорное отделение (5 насосных и 2 компрессорных агрегата);
- наполнительное отделение (для наполнения бытовых баллонов объемом 27 л) с погрузочно-разгрузочными площадками;
- колонка для наполнения автоцистерн;
- АГЗС (операторная, топливно-раздаточная колонка для легковых автомобилей, заглубленный резервуар запаса топлива 10 м³).

По территории ГНС проложены наземные трубопроводы, соединяющие ж/д эстакаду, хранилище СУГ, насосно-компрессорное отделение, наполнительное отделение, АГЗС и колонку для наполнения автоцистерн.

На территории ГНС также имеется ряд вспомогательных объектов для обеспечения работы ГНС.

Максимальная рабочая смена на ГНС составляет 30 человек персонала. Так же на территории ГНС могут находиться третьи лица, приехавшие для получения СУГ.

Рассматриваемая ГНС расположена на равнинной слабопересеченной местности. На расстоянии 50 м от границ ГНС находится автодорога III категории, а в 80 м - железная дорога. Ближайший населенный пункт находится на расстоянии 700 м. Схема расположения ГНС показана на рис. 2.

2. Выявление причин аварийных ситуаций и определение сценариев их развития

Анализ риска рассматриваемого объекта включает следующие этапы:

- определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий; определение типовых сценариев возможных аварий;
- оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии, и расчет вероятных зон действия поражающих факторов;
- оценка возможного числа пострадавших;
- обобщение оценок риска и сравнение их значений с критериями приемлемого риска.

Анализ произошедших аварий на аналогичных объектах позволяет выделить три взаимосвязанные группы причин, способствующих возникновению и развитию аварий:

- отказы оборудования (коррозия; физический износ; механические повреждения; ошибки при проектировании и изготовлении – раковины, дефекты в сварных соединениях; усталостные эффекты металла, не выявленные при освидетельствовании; нарушение режимов эксплуатации – переполнение емкостей, нарушение скорости перекачки СУГ, превышение давления);
- ошибки персонала (ошибки при приеме СУГ из железнодорожных цистерн; ошибки при отпуске СУГ потребителям - наполнении автоцистерн, заправке газобаллонных автомобилей; ошибки при наполнении бытовых баллонов, их погрузке, операциях слива переполненных и отбракованных баллонов; ошибки при отборе проб СУГ из резервуаров; ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; ошибки при пуске и останове оборудования; ошибки при локализации аварийных ситуаций);
- нерасчетные внешние воздействия природного и техногенного характера (штормовые ветра и ураганы, снежные заносы, ливневые дожди, грозовые разряды, механические повреждения, диверсии).

Основные аварийные ситуации на рассматриваемом объекте связаны с разрушением (полным или частичным) емкостного оборудования, трубопроводов или насосов, поэтому именно эти варианты аварий и выбираются в качестве типовых сценариев. Например, на железнодорожной эстакаде возможны следующие сценарии:

Сценарий Ж₁: разрушение (полное или частичное) ж/д цистерны с СУГ → истечение СУГ → вскипание перегретой жидкости и образование из нее охлажденных до температуры кипения газовой фазы и аэрозольных капель, пролив жидкой фазы на подстилающую поверхность, растекание, кипение и испарение жидкой фазы на поверхности; интенсивное смешение с воздухом → рассеяние газокapельного облака СУГ (первичное и вторичное облако) → воспламенение облака и/или жидкой фазы при наличии источника зажигания → горение пролива и облака ТВС → воздействие ударных волн, открытого пламени и теплового излучения на людей и близлежащие объекты (в т.ч. образование огненных шаров при попадании в пожар соседних цистерн или аварийной цистерны с СУГ).

Сценарий Ж₂: разрушение (полное или частичное) сливного (наливного) трубопровода с СУГ → струйное истечение СУГ до срабатывания клапана безопасности → вскипание перегретой жидкости и образование из нее охлажденных до температуры кипения газовой фазы и аэрозольных капель, пролив жидкой фазы на подстилающую поверхность, растекание, кипение и испарение жидкой фазы на подстилающей поверхности; интенсивное смешение с воздухом → рассеяние газокapельного облака СУГ (первичное и вторичное облако) → воспламенение облака и/или жидкой фазы при наличии источника зажигания → горение пролива и облака ТВС, возникновение факела на месте разрушения → воздействие ударных волн, открытого пламени и теплового излучения на людей и близлежащие объекты (в т.ч. образование огненных шаров при попадании в пожар цистерн с СУГ).

Сценарии подобные Ж₁, но с учетом специфики размещения и эксплуатации оборудования возможны, с резервуарами хранилища СУГ, автоцистерной, резервуаром АГЗС.

Сценарии подобные Ж₂ возможны на системе трубопроводов к потребителю, на обвязке резервуаров, на наполнительной колонке автоцистерн, на АГЗС.

Также в качестве типовых сценариев возможных аварий рассматривались:

- взрыв в резервуаре;
- взрыв бытового баллона;
- разгерметизация насоса.

Рассматриваемые сценарии аварии включают в себя и сценарии, развитие которых сопровождается так называемым «эффектом домино». Этот эффект отражен в приведенных выше схемах на последних этапах развития аварии – «воздействие ударных волн, осколков, открытого пламени и теплового излучения на близлежащие объекты». В зависимости от степени воздействия поражающих факторов на близлежащие к месту аварии объекты возможно либо дальнейшее развитие аварии, либо ее локализация и ликвидация.

В общем случае описанные выше схемы развития аварии (см. сценарии Ж₁ и Ж₂) являются группами сценариев и включают в себя несколько различных путей, по которым может развиваться авария. Например, на рис. 1 приведено «дерево событий» для аварии на трубопроводе.

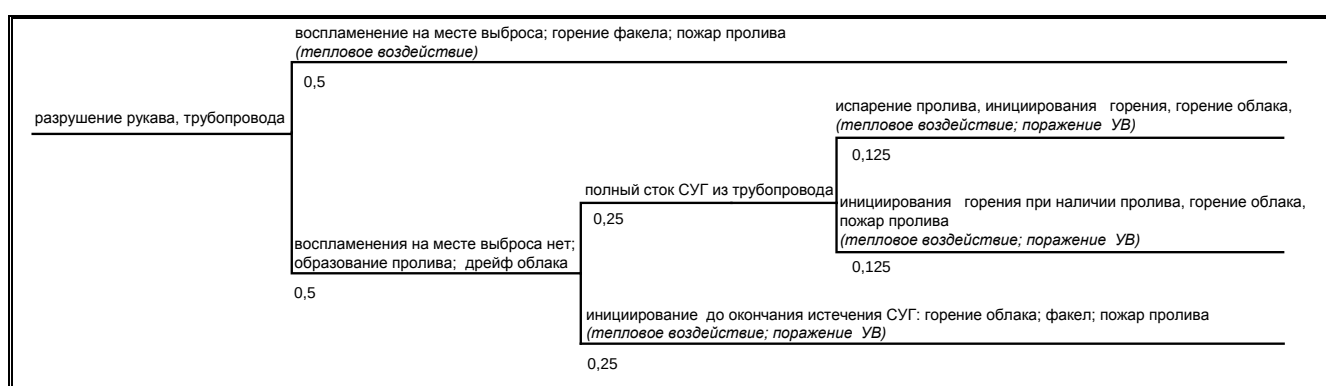


Рисунок 1. «Дерево событий» развития аварий при разрыве трубопроводов, рукавов.

Более того, при определении конкретных последствий для различных условий протекания аварии (характер и место разрушения, условия в окружающей среде и т.д.) количество конкретных параметров реализации того или иного сценария существенно возрастает. Для рассматриваемой ГНС условия развития аварии принимались различными в следующих случаях:

- для каждого из 12 месяцев года принималась соответствующая температура окружающей среды;
- для различных времен суток брались различные условия рассеяния выброса и различные температуры;
- рассматривалось восемь направлений ветра с интервалом 45°;
- для трубопроводов рассматривались аварии с шагом 5 м по длине трубопровода.

В целом на объекте было просчитано свыше 22000 аварийных ситуаций.

Для количественного анализа риска последствий аварий были использованы следующие методики:

- «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», НТЦ "Промышленная безопасность", согласована Госгортехнадзором России¹;
- Manual of Industrial Hazard Assessment Techniques. Office of Environmental and Scientific Affair. The World Bank (Методика Всемирного Банка) – для расчета зон воздействия при горения факелов и рассеяния облаков топливно-воздушных смесей;
- ГОСТ Р 12.3.047-98 – для оценки последствий огненного шара и пожара пролива.

3. Определение размеров зон возможного поражения

¹ В настоящее время РД 03-409-01

Радиусы возможного поражения при авариях на ГНС лежат в широком диапазоне от нескольких метров до нескольких сотен метров. Например, для аварий на ж/д эстакаде (сценарии Ж₁ и Ж₂) радиусы смертельного поражения человека с условной вероятностью 0,1 составят 180 м при образовании огненного шара; 40 м при пожаре пролива и 37 м при горении факела. Расстояние же, на которое может дрейфовать облако СУГ, сохраняя способность к воспламенению составит до 560 м. При этом следует отметить, что полученные результаты хорошо согласуются с имеющимися данными по радиусам поражения, наблюдавшимся в реальных авариях с сопоставимыми количествами СУГ. Например, 9 декабря 1970 г. в Порт Хадсоне (шт. Миссури, США) в результате разрыва подземного трубопровода было выброшено около 60 тонн сжиженного пропана. При этом образовалось облако высотой 3-6 м и протяженностью 490 м, облако дрейфовало до тех пор, пока не достигло строений, где от искры воспламенилось (задержка воспламенения составила 24 мин). Произошел сильный взрыв и последующее сгорание переобогащенной части облака. Зоны поражения соответствовали взрыву тротила в 45 тонн. В наших расчетах расстояние, на котором облако, образовавшееся при выбросе около 50 т СУГ (разрушение резервуара в хранилище СУГ), сохраняло способность к воспламенению на расстоянии до 620 м.

В другом случае 9 марта 1972 г. в Линчберге (шт. Виргиния, США) при образовании огненного шара из 10 т пропана на расстоянии 130 м погиб один человек и двое остались живы, но получили ожоги. На расстоянии 140 м три человека остались живы, хотя также получили ожоги. Такие последствия аварии позволяют принять в качестве размера зоны смертельного поражения с условной вероятностью 1/3 расстояние 130 м. По нашим расчетам размер зоны смертельного поражения с условной вероятностью 1/3 для огненного шара из 10 т пропана составляет 105 м.

Сравнение рассчитанных зон поражения и зон поражения, наблюдавшихся на практике при горении проливов и факелов, показывает, что и в этом случае использованные модели дают удовлетворительную точность расчета.

4. Оценка числа пострадавших

Результаты анализа размеров зон поражения при всевозможных сценариях аварий позволяет утверждать, что при любой аварии на рассматриваемой ГНС, связанной с разрушением одной единицы оборудования, поражающие факторы не приведут к прямому смертельному поражению людей в близлежащих населенных пунктах, находящихся на расстоянии более 700 м от ГНС. Однако в зону смертельного поражения попадают близлежащие авто- и железная дороги. Очевидно также, что в зоне возможного смертельного поражения находится и сама территория ГНС. Возникает вопрос, какое количество людей может пострадать при авариях на ГНС. В зависимости от сценария аварийной ситуации и в зависимости от количества СУГ, вовлекаемого в аварию, количество пострадавших может изменяться в широких пределах:

- при аварии в помещении наполнительного отделения могут погибнуть все находящиеся в нем люди - до 3 человек;
- при взрыве паров СУГ внутри резервуара возможна гибель до 2 человек;
- при образовании горящих проливов и факелов (*при разгерметизации трубопроводов и арматуры*) возможна гибель до 2 человек, находящихся на территории объекта и попавших в зону смертельного поражения тепловым излучением; при этом следует отметить, что при пожарах проливов и горении факела люди, находящиеся за пределами объекта, в т.ч. перемещающиеся по дорогам, в зону поражения не попадают;
- при образовании огненных шаров или при сгорании дрейфующих газовых облаков возможна гибель всех людей, находящихся на территории объекта (*до 30 человек – наибольшая работающая смена*), а также поражение людей за пределами ГНС; при этом наиболее опасными с точки зрения поражения при горении облаков являются аварии на железнодорожной эстакаде и в резервуарном парке при юго-западном ветре, когда на пути облака оказывается сразу несколько зданий.

Следует заметить, что приведенные оценки количества погибших являются пессимистическими. В реальной ситуации число погибших может не превысить 9-10 человек, поскольку в ряде случаев люди могут выйти из зоны поражения.

Число пострадавших, при попадании в зону поражения автодороги или железнодорожных путей будет зависеть от интенсивности движения. Люди, передвигающиеся по авто- и железной дорогам, могут пострадать только при возникновении огненного шара или воспламенении дрейфующего облака (*для автодороги дрейф и воспламенение облака при юго-восточном, восточном или северо-восточном ветрах; для железной дороги дрейф и воспламенение облака при юго-западном, западном или северо-западном ветрах*). Причем при горении облака поражение в районе дорог возможно при условии, что облако не воспламенилось на пути дрейфа до авто- или железной дорог, и воспламенение произошло уже при попадании транспортных средств во взрывоопасное облако.

Для автомобильной дороги в зону поражения попадет до 6 человек (2 легковых автомобиля). При движении в момент аварии по автодороге пассажирского автобуса в зону поражения попадут все пассажиры автобуса.

Количество пострадавших на железной дороге может достигать 140 человек при попадании в зону поражения пассажирского поезда.

5. Оценка риска

Полученные значения размеров зон поражения и количества пострадавших дают представления о масштабах возможных аварий на ГНС. Однако для полноты представления об уровне опасности объекта необходимо знать не только масштабы, но и частоту возникновения возможных аварий или потерь.

Для оценки вероятности реализаций опасности и показателей риска использовались статистические данные по отказам применяемых технических устройств, экспертные оценки и метод «дерева событий» (в соответствии с РД 08-120-96²).

Выбор значений частот иницирующих событий произведен на основе обобщенных статистических данных с учетом того, что на объекте используется современное технологическое оборудование (*резервуары и трубопроводы с двойными стенками, средства КИПА и противоаварийной защиты*). При определении частоты возникновения аварии учитывалась интенсивность эксплуатации оборудования в течение года.

Соответствующие вероятности исхода того или иного сценария определялись по «деревам событий» (см., например, рис. 1) и вероятности иницирующих событий.

По всем группам сценариев определено пространственное распределение потенциального территориального риска, показывающее частоту смертельного поражения (год⁻¹) в каждой точке территории декларируемого объекта и на прилегающих площадях. Распределение потенциального риска представлено на рис. 2.

² В настоящее время РД 03-418-01

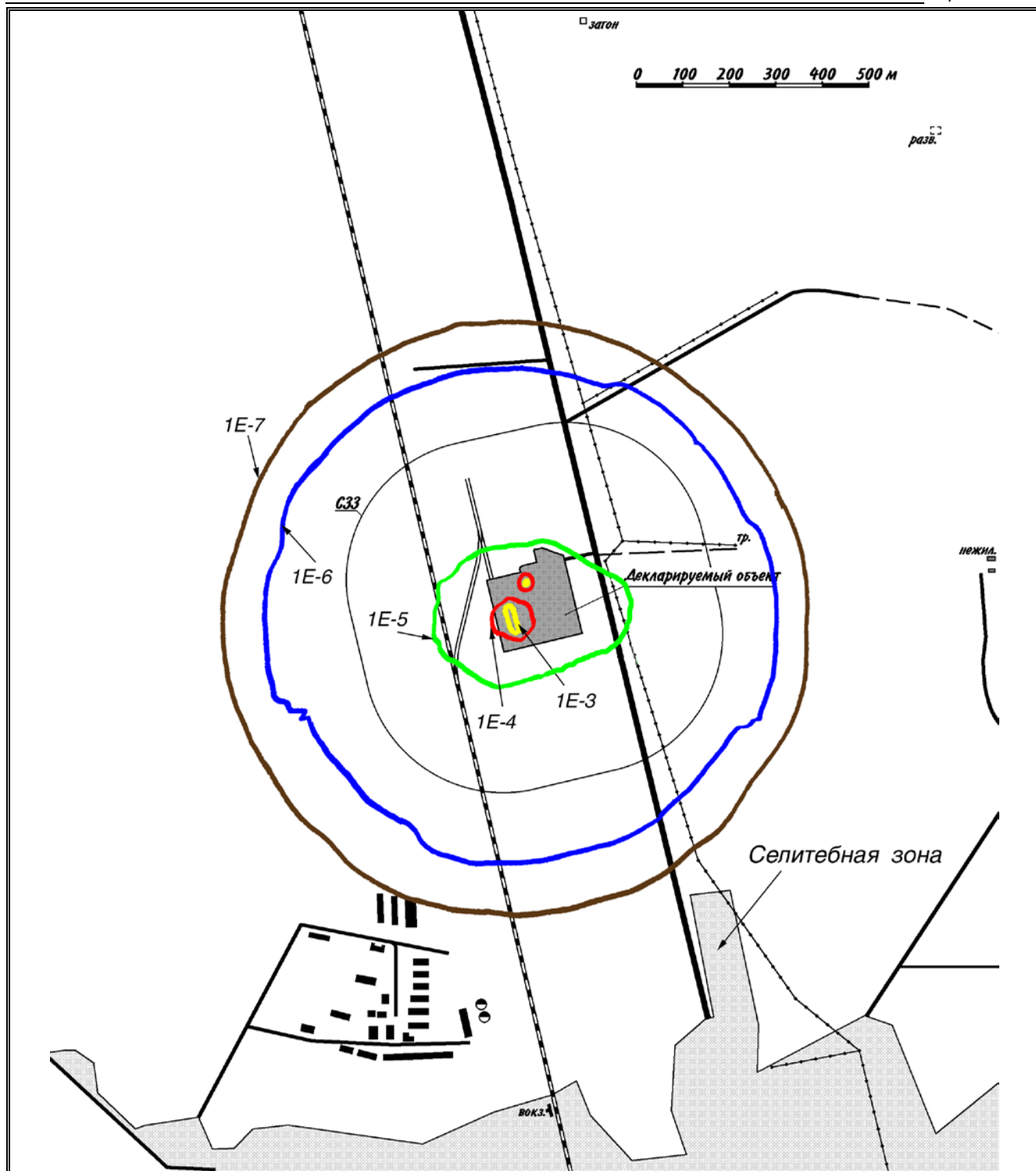


Рисунок 2. Распределение потенциального территориального риска, отображающего частоту возникновения поражающих факторов гибели человека от возможных аварий на ГНС за 1 год. (Обозначение частоты 1E-n соответствует значению 10^{-n} , размерность частоты - 1/год).

На основе полученного пространственно-временного распределения потенциального риска, а также учитывая распределение людей на территории декларируемого объекта, прилегающих площадях, близлежащих авто- и железной дорогах, определены коллективные риски гибели различных категорий людей (возможное число погибших в год). В таблице 1 приведены полученные значения коллективных рисков при возникновении аварий на декларируемом объекте.

Таблица 1

Коллективный риск (возможное число погибших в год) при возникновении аварий на декларируемом объекте

Категория людей	Число пострадавших, чел/год
Персонал на территории декларируемого объекта	$1,8 \times 10^{-3}$
Третьи лица на территории декларируемого объекта	$1,1 \times 10^{-3}$
Третьи лица на территории, прилегающей к декларируемому объекту	$3,14 \times 10^{-5}$
Все категории	$2,9 \times 10^{-3}$

По значению коллективных рисков и количеству людей попадающих под воздействие поражающих факторов оценены средние индивидуальные риски различных категорий людей (см. таблицу 2).

Таблица 2
Средний индивидуальный риск гибели при возникновении аварий на декларируемом объекте

Категория людей	Индивидуальный риск ^{*)} , 1/год
Персонал на территории декларируемого объекта	$3,75 \times 10^{-5}$
Третьи лица на территории, прилегающей к декларируемому объекту	до $4,6 \times 10^{-7}$
Пассажиры автотранспортных средств	до $1,5 \times 10^{-8}$
Пассажиры поездов железной дороги	до $1,1 \times 10^{-9}$

^{*)} – соответствует индивидуальному пожарному риску

Указанные показатели риска в целом значительно ниже фоновых показателей риска, связанных с обыденной жизнью человека. Для сравнения частота смерти от неестественных причин в России (1987 г.) составляла $1 - 1,7 \times 10^{-3}$ год⁻¹; риск убийства и самоубийства в России (1991 г.) - $2,6 \times 10^{-4}$ год⁻¹; риск гибели в происшествиях с подвижным составом в России (1988 г.) - $1,6 \times 10^{-4}$ год⁻¹; риск гибели в дорожно-транспортном происшествиях (в Московской области 1991 г.) - $2,7 \times 10^{-4}$ год⁻¹. Индивидуальный риск гибели для населения (на автодороге и ж/д и на территории, прилегающей к декларируемому объекту) укладывается в пределы верхней оценки гибели населения в результате техногенной чрезвычайной ситуации в России (1989 г.) – $2,4 \times 10^{-6}$ год⁻¹.

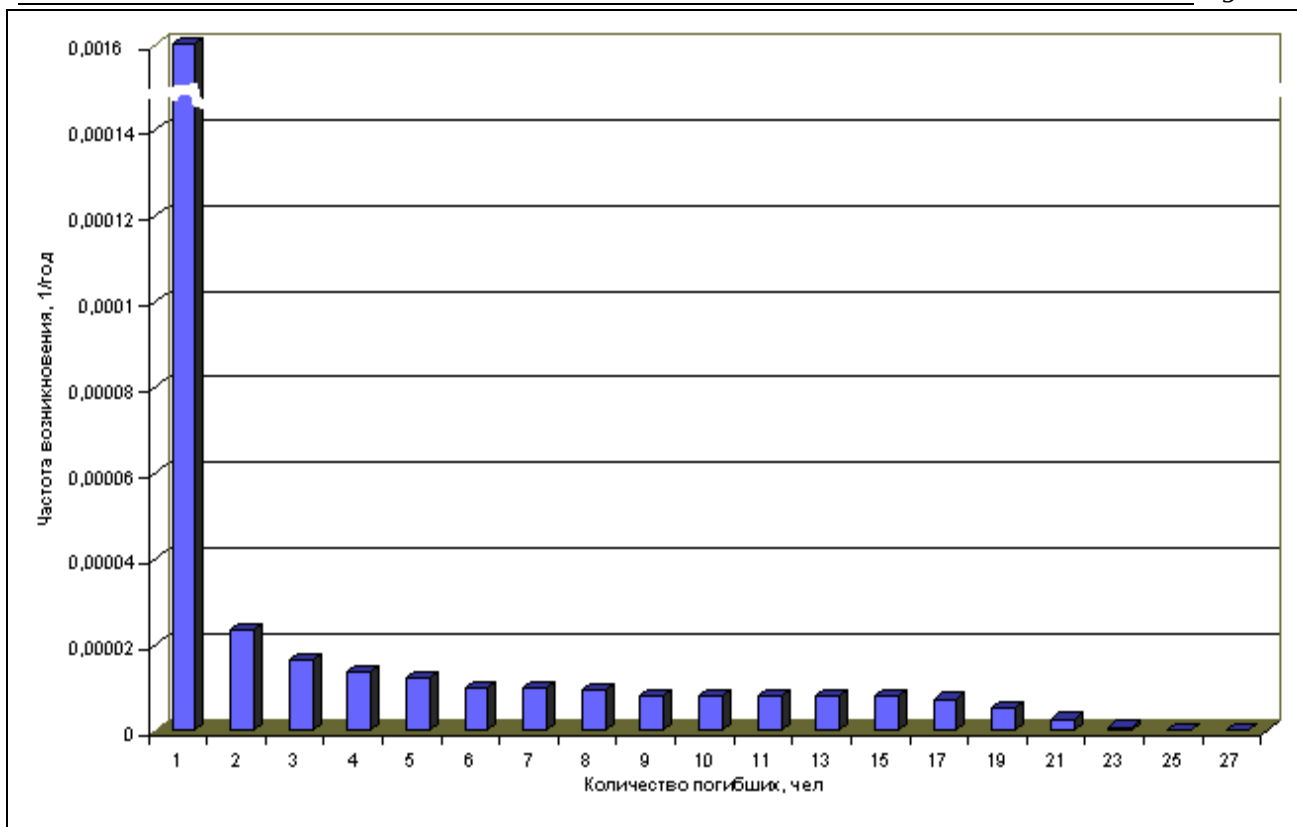


Рисунок 3. Частота возникновения аварийных ситуаций с гибелью количества персонала выше указанного количества.

Помимо коллективных и средних индивидуальных рисков определен социальный риск, отражающий связь между тяжестью последствий и частотой их возникновения (F/N кривая). Например, на рис. 3 показана частота возникновения (в год) смертельного поражения людей из персонала ГНС больше определенного числа. Из рисунка видно, что основная доля аварий более 95% приведет к гибели только одного человека. Исходя из данных приведенных на рис. 3, можно выделить три уровня опасности:

- первый соответствует гибели до 1-2 человек. Частота возникновения 2×10^{-5} - $1,6 \times 10^{-3}$ раза в год. Это ситуации, включающие в основном пожар проливов и горение факелов;
- второй уровень опасности - гибель до 15-18 человек. Частота их возникновения около 1×10^{-5} раза в год. Это в основном ситуации связанные с воспламенением дрейфующих облаков в местах сосредоточения большого количества людей;
- третий уровень - гибель свыше 20 человек с частотой 10^{-8} - 10^{-6} раза в год – ситуации, связанные в основном с образованием огненных шаров.

6. Анализ влияния различных факторов на показатели риска

Приведенные показатели риска отражают состояние ГНС на некоторый конкретный момент времени, соответствующий определенному состоянию оборудования и режиму эксплуатации (1-3 года).

Представляется важным выяснить как различные факторы, связанные с изменениями на объекте, отразятся на показателях риска. Например, с течением времени износ оборудования приведет к увеличению частоты возникновения отказов на ГНС и соответственно к увеличению вероятности возникновения аварийных ситуаций. Так, при увеличении частоты разгерметизации оборудования на порядок показатели риска для всех категорий людей возрастут с $2,9 \times 10^{-3}$ чел./год до $5,4 \times 10^{-3}$ чел./год; средний индивидуальный риск для персонала объекта - с $3,75 \times 10^{-5}$ год⁻¹ до 9×10^{-5} год⁻¹; для третьих лиц – пассажиров автотранспортных средств и железнодорожных составов - риск увеличится в 10 раз (с $1,7 \times 10^{-7}$ год⁻¹ до $1,7 \times 10^{-6}$ и с $1,1 \times 10^{-8}$ год⁻¹ до $1,1 \times 10^{-7}$ год⁻¹, соответственно).

Существенным образом на показатели риска влияет профессиональная и противоаварийная подготовка персонала. Приведенные значения показателей риска соответствуют тому факту, что персонал ГНС прошел соответствующее обучение и профессиональную подготовку, в т.ч. подготовку по действиям по локализации и ликвидации аварий. Некачественная подготовка может привести к ошибкам в процессе ведения технологического процесса и в поведении при возникновении аварийной ситуации. Например, если персонал не сможет выйти из зоны возможного поражения, то показатели риска увеличатся и коллективный риск составит $2,4 \times 10^{-2}$ чел./год против $1,8 \times 10^{-3}$ чел./год. И наоборот, при успешной реализации мер по предотвращению развития аварии с эффектом «домино», например, на ж/д эстакаде, коллективный риск уменьшится с $1,8 \times 10^{-3}$ чел./год до $1,5 \times 10^{-3}$ чел./год. Конкретным технологическим решением, способствующим предотвращению эффекта «домино» на ж/д эстакаде, может стать увеличение длины тупикового пути от ж/д эстакады до упорного бруса и установление на упорном бруске лебедки для растаскивания цистерн при возникновении пожара на ж/д эстакаде.

По результатам анализа риска предложено 14 технических мероприятий по снижению риска возникновения аварийных ситуаций и уменьшению тяжести последствий аварий (в т.ч. мероприятия по улучшению конструкции насосов и компрессоров, установке дополнительных обвалований и т.д.).

Также существенному снижению риска третьих лиц способствуют и некоторые организационные мероприятия. Например, своевременное прекращение движения транспорта по авто- и железной дороге при возникновении аварийных ситуаций на ГНС сведет риск поражения пассажиров транспортных средств практически к нулю.

7. Выводы

На основе применения методов количественного анализа риска для оценки безопасности типовой ГНС:

1. Проанализированы возможные причины возникновения, сценарии и условия протекания аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией оборудования и выбросом СУГ (смеси пропана с бутаном).

2. Рассчитаны возможные зоны поражения и количество пострадавших при более чем 22000 сценариев аварий (включая горение облаков, пожара пролива, огненного шара и горящих струй).

3. Получены количественные оценки риска, в т.ч. вероятности возникновения и развития различных сценариев аварий, показатели индивидуального, коллективного, социального рисков, распределения потенциального территориального риска по объекту и окружающей местности.

4. Сделан вывод, что:

– эксплуатация ГНС не создает опасности для людей, находящихся в близлежащих населенных пунктах³, в том числе при возможном дрейфе топливо-воздушной смеси,

– индивидуальный риск гибели персонала и третьих лиц (в том числе находящихся на заправке газа, авто- и железной дороге) не превышает фоновые показатели риска обыденной жизнедеятельности человека.

5. Разработано 14 технических и 4 организационных мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, при выполнении которых риск эксплуатации данного опасного производственного объекта может считаться допустимым и приемлемым.

³ Вывод сделан для приемлемости индивидуального риска 10^{-7} 1/год

Б. ОЦЕНКА РИСКА ПОЖАРОВ И АВАРИЙ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

(По материалам публикации на <http://safety.moy.su/publ/20-1-0-73>)

В данной примере представлены методические подходы, разработанные специалистами ЗАО НТЦ ПБ, для оценки риска аварий, в том числе сопровождающихся пожаром, на типовых объектах хранения нефтепродуктов.

Опасный производственный объект «Н-ская нефтебаза» разделен на три составляющие – Береговую площадку, площадку «Коса» и межплощадочный трубопровод. На нефтебазе имеется морской терминал для приема и отгрузки нефтепродуктов (н/п). Общее количество хранящихся на объекте легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, в том числе бензина, дизельного топлива, топлива ТС-1, керосина, масла – до 81000 т. На объекте – 57 резервуаров, самыми крупными являются резервуары объемом 3000 м³. Персонал нефтебазы – 94 человека. Близлежащий населенный пункт с населением 7 тыс. человек находится от объекта на расстоянии 4 км.

I Анализ возможных сценариев развития аварий

1). Для рассматриваемой нефтебазы основными факторами риска аварий являются:

- Сложные природно-климатические условия эксплуатации: полярная ночь, низкие температуры, нерегулярное электроснабжение, ветровые нагрузки, снежный покров, обледенение, волновые нагрузки, возможность подтопления.
- Большое количество резервуаров хранения.
- Межплощадочная перекачка нефтепродуктов по наземному трубопроводу длиной 1,5 км.
- Использование эстакад налива, раздаточных, где происходит контакт н/п с атмосферным воздухом.
- Наличие морского терминала для танкерного отпуска/приема н/п.
- Нерегулярный отпуск н/п различными способами (автоцистерны, танкеры, бочкотара).
- Низкий уровень автоматизации: запорная арматура выполнена в ручном исполнении.

2). На основе анализа аварийности на объектах, находящихся в похожих климатических условиях, с близкими объемами хранения и имеющих сходное оборудование, были выбраны следующие типичные последствия аварий (в порядке убывания вероятности):

- Разливы нефтепродуктов как на суше, так и на водной поверхности.
- Пожары проливов н/п.
- Пожары и взрывы в резервуарах.
- Горение паров бензина в открытом пространстве при высоких летних температурах.
- «Огненные шары» при пожаре на автомобильных цистернах с бензином, которые рассматривались как возможная эскалация аварии при длительном нахождении автоцистерны в открытом пламени.

3). Поражающими факторами рассмотренных аварий являются:

- ударная волна;
- тепловое излучение и горячие продукты горения;
- открытое пламя и горящие нефтепродукты;
- токсичные продукты горения;
- осколки разрушенного оборудования, обрушения зданий и конструкций.

4). По величине вероятных зон действия поражающих факторов на персонал объекта и оборудование *наиболее опасными сценариями* являются следующие:

- крупный пожар пролива с выходом нефтепродуктов за пределы обвалования резервуара РВС-3000;
- горение облака паров бензина в воздухе.
- попадание автоцистерны с бензином в открытое пламя и образование «огненного шара»;

Наиболее вероятные сценарии аварий с возникновением пламени на нефтебазах могут происходить по следующей схеме: повреждение технологического трубопровода (арматуры) или отказ насоса → разлив н/п → пожар пролива.

5). В максимальную гипотетическую аварию могут быть вовлечены следующие количества опасных веществ:

1. При проливе бензина на поверхность воды – до 22 т.
2. При пожаре пролива на РВС-3000 - до 2536,5 т бензина, дизельного или топлива ТС-1.
3. При горении паров бензина в облаке может находиться до 1 т н/п.
4. При возникновении «огненного шара» на автоцистерне - до 10,5 т бензина.

Зоны действия поражающих факторов при этом составляют:

- Для «огненного шара» 100-250 м;
- При дрейфе облака с сохранением способности к воспламенению до 350 м;
- При пожаре пролива десятки метров от границы пролива.

Среди последствий не учитывалось загрязнение воздуха продуктами горения при пожарах и взрывах, загрязнение воды н/п и осколочное поражение.

Расчеты вероятных зон действия поражающих факторов были проведены с использованием методик, рекомендованных Госгортехнадзором России для проведения анализа риска опасных производственных объектов. Среди них - «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (РД 03-409-01); ГОСТ 12.3.047-98 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Отечественная нормативная база не располагает методическим руководством, позволяющим учитывать особенности рассеяния аварийных выбросов парогазовых облаков тяжелее воздуха. Поэтому в расчетах было использовано Руководство по оценке промышленных опасностей (Techniques for Assessing Industrial Hazards: a Manual. World Bank Tech. Paper No. 55, The World Bank Group, 1988).

Руководство позволяет определить количество паров н/п, участвующих в создании поражающих факторов, и размеры облака топливовоздушной смеси при его рассеянии до нижнего концентрационного предела воспламенения. Рассматриваемая модель рассеяния описывает нестационарное, турбулентное течение неоднородного потока атмосферного воздуха, переносающего вещество (примесь), в том числе и отличное по плотности от окружающего воздуха из-за разности молекулярных масс и/или наличия аэрозоля и/или охлаждения. Эта модель учитывает такие характерные особенности, которыми обладает распространение тяжелых газов, как наличие отрицательной силы плавучести и подавление турбулентного обмена в облаке газа. Оба эти фактора ослабляют рассеяние вещества в вертикальном направлении, в то время как в горизонтальном направлении, наоборот, наблюдается дополнительное растекание вещества.

Для расчета утечек при разгерметизации межплощадочного трубопровода использовались методы, аналогичные приведенным в РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №152, согласовано Госгортехнадзором России, 1999).

6). Вероятные зоны поражения и разрушения при максимальной гипотетической аварии не выходят за границы 500-метровой санитарно-защитной зоны (СЗЗ) объекта, поэтому гибель населения близлежащих населенных пунктов при авариях на нефтебазе крайне маловероятна. Количество пострадавших из числа персонала при наиболее опасных сценариях аварии может достигать 10 человек. При наиболее вероятных сценариях аварии количество пострадавших не превысит 1 – 2 чел.

II. Оценка вероятности возникновения аварий

Используя обобщенные статистические данные⁴, была определена частота возникновения аварий на различных составляющих декларируемого объекта для различного оборудования (Таблица 1). Видно, что наиболее вероятными являются аварии в насосных/раздаточных.

При определении частоты возникновения аварий для различного типа основного оборудования рассматриваемой нефтебазы, в котором обращаются нефтепродукты, учитывались:

- количество оборудования и протяженность трубопроводов;
- частота возникновения иницирующего события или того или иного исхода.

Следует отметить, что при использовании статистических данных из литературных источников необходимо оценивать степень их достоверности, понимая, что такие данные, как правило, дают лишь порядок величины.

Таблица 1

Частота возникновения аварий с возникновением поражающих факторов – взрывов, пожаров, огненных шаров

Тип оборудования	Частота, год ⁻¹
Трубопроводы	0,0007
Резервуары	0,005
Насосные	0,012
Эстакады и колонки	0,002
Всего по объекту	0,036

III. Расчет показателей риска

С помощью разработанного в ЗАО НТЦ ПБ программного обеспечения ТОКСИ+, позволяющего определять количественные показатели риска аварий, для каждой составляющей объекта были рассмотрены возможные сценарии конкретных аварий в зависимости от времени года, скорости и направления ветра, времени суток. Всего было проанализировано около 300000 конкретных реализаций сценариев. В результате определено пространственное распределение потенциального территориального риска, показывающее частоту реализации поражающего фактора, приводящего к смертельному для человека исходу (год⁻¹), как на территории декларируемого объекта, так и на прилегающих площадях. Поле потенциального территориального риска представлено ниже (Рис. 1), из которого следует, что наибольший потенциальный риск возникновения смертельных поражающих факторов наблюдается в районе резервуарных парков (более 10^{-4} год⁻¹). За пределами резервуарных парков потенциальный риск возникновения смертельного поражающего фактора составляет 10^{-6} – 10^{-4} год⁻¹ для Береговых сооружений и дамбы, по которой проходит межплощадочный трубопровод. На Косе существуют зоны с потенциальным риском 10^{-9} – 10^{-6} год⁻¹, они расположены над водной акваторией, их наличие обусловлено возможностью образования облаков паров бензина и последующего их сгорания.

⁴ В.П.Сучков, В.В.Ралюк, Анализ причин и последствий пожаров в резервуарных парках ТЭК и мер по их устранению. В кн.: Безопасность в нефтегазовом комплексе. Материалы конференции. М.: 27 апреля 2000 г. стр. 69.

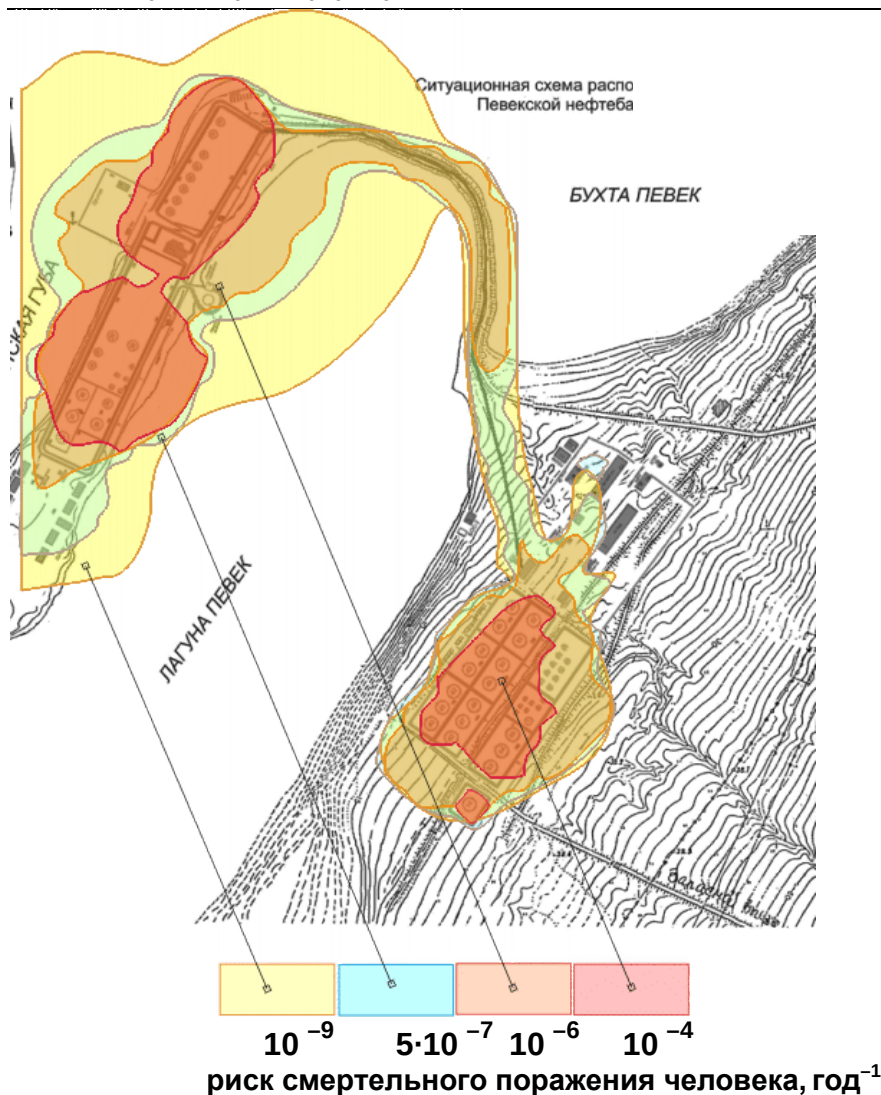


Рис. 1 Поле потенциального территориального риска аварий на Н-ской нефтебазе

На основе полученного пространственно-временного распределения потенциального риска, а также, учитывая распределение людей на территории декларируемого объекта, определены коллективные риски гибели различных категорий людей (Таблица 2).

Таблица 2

Коллективный риск (возможное число пострадавших в год) при возникновении аварий на Н-ской нефтебазе

Категория людей	Составляющая декларируемого объекта или прилегающая территория	Число пострадавших, чел./год
Персонал	Береговые сооружения	0,0075
	Коса	0,0046
	Межплощадочный трубопровод	0,0019
	Весь объект	0,014
Третьи лица ⁵	Весь объект	0,0025

⁵ В категорию «третьих лиц» входят получатели нефтепродуктов и экипажи танкеров, доставляющих нефтепродукты на нефтебазу.

Категория людей	Составляющая декларируемого объекта или прилегающая территория	Число пострадавших, чел./год
Все категории	Общий коллективный риск	0,0165

Средний индивидуальный риск гибели персонала составляет $1,5 \cdot 10^{-4}$ год⁻¹, третьих лиц - $5,3 \cdot 10^{-6}$ год⁻¹.

Полученные значения частоты поражения персонала (1/год) более определенного количества (Рис. 2) показывают, что наиболее крупная авария для персонала с гибелью не менее 10 человек имеет вероятность $4,4 \times 10^{-4}$ год⁻¹.

Для нефтебазы был определен и ожидаемый материальный ущерб от аварий. Ущерб от потери основных производственных фондов может составить около 50 тыс. рублей в год и включает в себя стоимость разрушенного оборудования. Однако основной ущерб следует ожидать от потери нефтепродуктов, в денежном выражении он на порядок будет превосходить ущерб от потери оборудования. Для декларируемого объекта ожидаемый ущерб от потери нефтепродуктов будет составлять около 500 тыс. рублей в год (в предположении о полном выгорании н/п при пожаре).

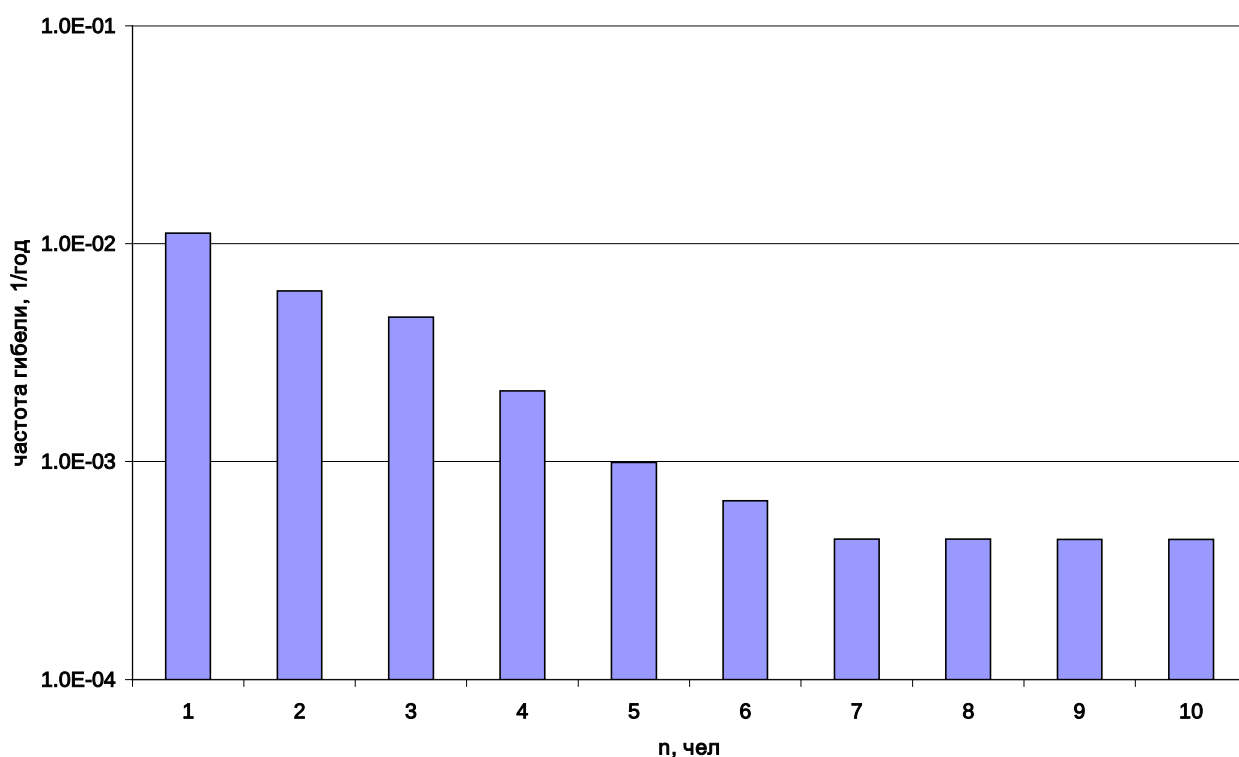


Рис. 2 Частота смертельного поражения более n человек из числа персонала Н-ской нефтебазы (социальный риск), 1/год

Обобщенные показатели риска аварий на нефтебазе, которые следует рассматривать в качестве максимально возможных (консервативных) оценок, приведены ниже (Таблица 3).

На практике существует ряд факторов, снижающих масштабы и вероятность крупных аварийных ситуаций с гибелью людей на опасных производственных объектах:

- часть персонала, как правило, находится в помещении, поэтому при возникновении аварий на наружных установках они будут в определенной степени защищены;
- при дрейфе паро-воздушное облако может не достигнуть мест скопления людей, а воспламениться раньше;
- при образовании «огненного шара» или воспламенении дрейфующего облака ТВС существует промежуток времени между инициирующим аварийю событием и собственно возникновением в данной точке поражающего фактора. При своевременном обнаружении

- возникшей аварии возможно принятие адекватных мер по ее локализации и выводу людей, не занятых в ликвидации аварии, из зоны возможного поражения, что существенно уменьшит возможное число пострадавших;
- в резервуарных парках существуют обвалования, ограничивающие дрейф паров н/п (для ограничения распространения облаков «тяжелых» газов достаточно препятствий высотой в несколько метров);
 - низкие зимние температуры и сильный ветер снижают вероятность образования протяженных облаков топливовоздушных смесей;
 - выбор частот отказов оборудования и возникновения аварийных ситуаций был сделан на основе оценок «сверху». В реальности значения частот могут быть ниже;
 - внедрение противоаварийных и противопожарных мероприятий может снизить показатели риска аварий в несколько раз.

Таблица 3

Показатели риска аварий на Н-ской нефтебазе

Наименование показателя риска	Значение
Частота аварийных ситуаций, связанных с возникновением поражающего эффекта (взрыв, пожар или огненный шар)	0,036 год ⁻¹
Общий коллективный риск для всех категорий людей при его эксплуатации	1,65x10 ⁻² чел./год.
Общий коллективный риск для персонала декларируемого объекта	1,4x10 ⁻² чел./год
Средний индивидуальный риск для персонала объекта	1,5x10 ⁻⁴ год ⁻¹
Средний индивидуальный риск третьих лиц не более	5,3x10 ⁻⁶ год ⁻¹ ;
Частота возникновения аварийных ситуаций с гибелью людей на объекте	около 1x10 ⁻² год ⁻¹
Частота возникновения аварийных ситуаций с гибелью не менее 10 человек	около 4x10 ⁻⁴ год ⁻¹
Ожидаемый ущерб от потери продукции	500 тыс. руб./год
Риск потери основных фондов от аварии	50 тыс. руб./год
Риск потери продукции от аварии	34 т/год

ВЫВОДЫ

Проведена количественная оценка риска аварий на типичном объекте нефтепродуктообеспечения топливно-энергетического комплекса.

Для рассматриваемого объекта – Н-ской нефтебазы:

- выявлены наиболее опасные участки, сооружения и оборудование;
- показано, что риск гибели населения и третьих лиц от аварий на нефтебазе является приемлемым;
- выход поражающих факторов за СЗЗ ОПО при авариях на рассматриваемом объекте является маловероятным и не угрожает населению и окружающим объектам;
- определен вклад аварий с участием отдельных видов нефтепродуктов в общие показатели риска аварий на Н-ской нефтебазе;
- подтверждена адекватность планируемых эксплуатирующей организацией мер по обеспечению промышленной безопасности выявленным опасностям (монтаж быстродействующей запорной и отсечной арматуры с дистанционным управлением, оборудование помещений автоматическими газоанализаторами, световой и звуковой сигнализацией, оснащение резервуаров приборами контроля, сигнализации уровня и трубопроводов предохранительными устройствами и др).

Приведенная методология может быть принята за основу при разработке нормативных методик (стандартов) оценки риска и деклараций пожарной и промышленной безопасности объектов хранения нефти и нефтепродуктов.

В. ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ И ПОЖАРОВ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

(по материалам ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», ВНИИГАЗ, 2000-2004, 2007,
(Гражданкин А.И., Дадонов Ю.А., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сафонов
В.С., Сидоров В.И., Сумской С.И., Швыряев А.И. и др.)

1. Анализ риска при оценке безопасности магистральных трубопроводов

1.1. Необходимость анализа риска

Для анализа риска аварий на объектах трубопроводного транспорта в настоящее время внедряется методология количественной оценки риска.

Проведение анализа риска, включающего идентификацию опасностей, оценку риска и выработку обоснованных рекомендаций по обеспечению безопасности, связано с необходимостью оценки возможности реализации опасностей и их последствий.

В настоящее время результаты анализа риска используются при декларировании промышленной и пожарной безопасности, проектировании опасных производственных объектов, подготовки паспортов безопасности, планов по локализации аварийных ситуаций, ликвидации разливов нефти нефтепродуктов, обосновании специальных технических условий на проектирование в соответствии со следующими документами:

1. Федеральный закон «О техническом регулировании» (№184-ФЗ от 27.12.02);
2. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ;
3. Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» (принят Государственной Думой 12.03.99);
4. Федеральный закон от 2 июля 2008 г. №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
5. Технический регламент «О безопасности машин и оборудования (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 15 сентября 2009 года N 753)
6. Нормативные правовые акты по декларированию промышленной безопасности (РД–03-14-2005, ПБ 03-314-99);
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти нефтепродуктов»;
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2002 года № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;
9. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. №87)
10. «Требования по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения» (Приказ МЧС РФ от 28.02.03 №105)
11. Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах (РД 09-536-03, Постановление Госгортехнадзора России от 18.04.03 № 14);
12. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03, Постановление Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56) др. НТД, в т.ч. утвержденных МЧС РФ (паспорт безопасности опасного объекта).

1.2. Методическое обеспечение анализа риска аварий на магистральных трубопроводах

С целью установления единых подходов к анализу риска Госгортехнадзором России с участием ряда экспертных организаций, компаний (ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Газпром»), ведущих специалистов создана система нормативно-методических документов в области количественного анализа риска аварий, в том числе связанных с пожарами и экологическим ущербом.

В таблице 1 представлены наиболее важные методические документы, достоверно описывающие все многообразие аварийных процессов и позволяющие с достаточно точностью оценивать опасности эксплуатации магистральных трубопроводов.

Табл. 1. Перечень моделей и методов расчета, применяемых при анализе риска аварий магистральных трубопроводов

№	Наименование использованных моделей и методов	Утверждено, согласовано	Предназначение
1.	РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»	Утв. Пост. Госгортехнадзора России от 10.07.01 №30	Методология анализа риска, включая терминологию, описание основных методов, процедур анализа риска
2.	РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах»	утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №152, согласовано Госгортехнадзором России, 1999	Определение частоты и массы утечек, определение массы безвозвратных потерь нефти и ущерба на линейной части
3.	РД «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».	утв. Минтопэнерго РФ, АК «Транснефть», 1996г.	Определение плат за загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами
4.	СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»	утв. ОАО «Газпром», 2003, согласована Госгортехнадзором России	Метод количественного анализа риска аварий на магистральных газопроводах. Статистические данные по аварийности, определение показателей риска
5.	РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» ⁶	Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 26.06.01	Расчет зон поражения при горении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей
6.	Методика оценки последствий химических аварий (методика «ТОКСИ» -2)	Согласована Госгортехнадзором России письмом от 03.07.98 № 10-03/342), НТЦ «Промышленная безопасность», 1999	Оценка последствий и расчет зон поражения при авариях с выбросом опасных веществ («легких газов»)
7.	РД-03-26-2007 «Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных	Утверждены приказом Федеральной службы	Оценка последствий аварий, основанная на модели «тяжелого газа». Расчет

⁶ Используется в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС России №404 от 04.07.2009)

№	Наименование использованных моделей и методов	Утверждено, согласовано	Предназначение
	веществ»	по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14.12.2007 г. № 859	распространения газообразных опасных веществ в атмосфере, в том числе для оценки дальности дрейфа облаков топливно-воздушных смесей
8.	ССБТ. ГОСТ Р 12.3.047–98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.	ГОСТ-Р, М.: Госстандарт России, 1998.	Определение зон поражения при пожаре пролива и образовании "огненного шара"

Методический документ РД 03-418-01 рассматривает процедуру анализа риска как составную часть управления промышленной безопасностью (или в общем случае - управления риском). Основные задачи анализа риска аварий на опасных производственных объектах заключаются в предоставлении лицам, принимающим решения:

- объективной информации о состоянии промышленной безопасности объекта,
- сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения безопасности,
- обоснованных рекомендаций по снижению риска.

В документе даны определения количественных показателей риска (индивидуального, социального, коллективного, потенциального территориального риска и ожидаемого ущерба).

Наиболее эффективен анализ риска при:

- обосновании технических (проектных) решений, особенно при внедрении, проектировании новых технологий, сооружений, для которых нередко отсутствуют нормы безопасности;
- определении масштабов воздействия поражающих факторов аварий и безопасных расстояний;
- выборе вариантов размещения объекта, сооружений и технических устройств по критериям риска;
- обеспечении безопасности персонала, населения, окружающей природной среды;
- учете экономических вопросов при выполнении требований безопасности («затраты-выгода-безопасность»).

Применительно к оценке риска аварий на трубопроводных системах следует выделить РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №152, согласовано Госгортехнадзором России, 1999) и СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

Так, с помощью Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах можно рассчитать интегральные (по всей длине трассы нефтепровода) и удельные (на единицу длины нефтепровода (обычно 1 км)) значения:

- частоты утечки нефти в год;
- ожидаемых потерь нефти от аварий;
- ожидаемого ущерба (как суммы ежегодных компенсационных выплат за загрязнение окружающей среды) и других показателей риска.

В основе расчета частоты аварий в этих руководствах используется принцип балльной оценки риска и технического состояния линейной части магистральных трубопроводов, который основан на количественной оценке значимости факторов, влияющих на риск аварий. В общем случае число факторов влияния и особенности алгоритма оценки риска могут варьироваться в

зависимости от объема доступной информации, поставленной задачи и специфики трубопровода.

Прогноз частоты аварийных утечек из магистральных нефтепроводов (МН) проводится с учетом 40 факторов влияния, которые объединены в следующие группы:

- внешние антропогенные воздействия;
- коррозия;
- качество производства (применяемых или существующих) труб;
- качество строительно-монтажных работ;
- конструктивно-технологические факторы;
- природные воздействия;
- эксплуатационные факторы;
- дефекты металла трубы и сварных швов.

Оценка степени риска всей трассы проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков (секций), характеризующихся примерно одинаковым распределением удельных показателей риска по всей длине участка (обычно длина участка - 1-3 км).

При оценке последствий аварий используются известные модели истечения несжимаемой жидкости (нефтепродуктопроводы), двухфазного истечения (трубопроводы для перекачки широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), аммиакопроводы) и газодинамики (газопроводы).

Так, при гидравлическом расчете объемов утечки жидкого продукта используются следующие предположения.

Количество нефти, которая может вытечь при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- интервала времени с момента возникновения аварии до остановки перекачки (принимая значения от 3-20 мин. для крупных разрывов и до нескольких часов для малых утечек, которые трудно зафиксировать приборами на НПС);
- продолжительности истечения нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- времени прибытия аварийно-восстановительных бригад (от десятков минут до нескольких часов) и эффективности мер по локализации аварии.

Остальные параметры и условия перекачки (диаметр нефтепровода, профиль трассы, характеристики насосов, установка на защиту и т.п.) могут считаться постоянными и использоваться в качестве исходных данных.

Экологический ущерб от аварий производится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28.08.92 N 632 «Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия». В расчетах учитывается эффективность действий аварийно-спасательных сил при локализации аварий и сборе разлившегося продукта.

Алгоритм количественной оценки риска представлен в следующем пункте (1.3)

Полученные показатели риска участков трассы могут быть предназначены для выявления приоритетов в мероприятиях обеспечения безопасности, в том числе выбора оптимальной стратегии технического обслуживания, диагностики и ремонта трубопровода.

С целью повышения качества работ по анализу риска в рамках Системы экспертизы промышленной безопасности Госгортехнадзора России проводится аттестация экспертов и аккредитация организаций в области декларирования промышленной безопасности и анализа риска. В области экспертизы деклараций объектов нефтяной и газовой промышленности (включая магистральные трубопроводы) аттестовано 25 экспертов и аккредитована 21 организация.

1.3. Методологические основы оценки экологической безопасности магистральных трубопроводов (в рамках процедуры декларирования промышленной безопасности опасных производственных объектов)

Под экологической безопасностью нефтяных и газовых трубопроводов понимается свойство этих объектов сохранять при функционировании такое состояние, при котором ожидаемый вред, причиняемый природе и здоровью человека, не превышает допустимого по социально-экономическим соображениям: т.е. совокупная польза от эксплуатации трубопровода должна быть существенно выше величины возникающих экологических ущербов. Только в противном случае можно утверждать о проявлении угрозы экологической безопасности рассматриваемого объекта.

Кроме того, в настоящем обзоре приняты следующие основные определения, изложенные в "Методических указаниях по проведению анализа риска опасных производственных объектов" (РД 03-418-01) [1]:

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте (ОПО), неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (ст. 1 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97).

Опасность аварии – угроза, возможность причинения ущерба человеку, имуществу и (или) окружающей среде вследствие аварии на опасном производственном объекте. Опасности аварий на опасных производственных объектах связаны с возможностью разрушения сооружений и (или) технических устройств, взрывом и (или) выбросом опасных веществ с последующим причинением ущерба человеку, имуществу и (или) нанесением вреда окружающей природной среде.

Ущерб от аварии — потери (убытки) в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека, вред окружающей природной среде, причиненные в результате аварии на опасном производственном объекте и исчисляемые в денежном эквиваленте.

Риск аварии – мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий. Основным количественным показателем риска аварии является в том числе и ожидаемый ущерб – математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии, за определенное время.

В общем случае потери в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека и вред окружающей природной среде проявляются не только в результате аварии, но и при штатной эксплуатации ОПО. Поэтому полный⁷ риск R эксплуатации ОПО количественно может быть оценен математическим ожиданием ущерба Y при функционировании объекта:

$$R = M[Y] \quad (1)$$

Для более подробного раскрытия наиболее значимых составляющих полного риска R эксплуатации ОПО и установления меры опасности причинения экологического вреда человеку и природе определим событие B_k как причинение k -го вреда y_k человеку и окружающей природной среде при эксплуатации ОПО

Тогда формулу (1) можно представить как:

$$R = M[Y] = \sum_{k=1}^n P(B_k) \cdot y_k, \quad (2)$$

где $P(B_k)$ – вероятность события B_k .

Полный риск R в формуле (2) полезно разбить на две составляющих – риск аварии R_A и сумму ущербов при штатной эксплуатации ОПО $R_{штатн}$, т.е.:

⁷ Здесь и далее мы сознательно ограничиваем предметную область исследования и исключаем из рассмотрения финансовые риски предприятий

$$R = R_A + R_{\text{штатн}} = \sum_{i=1}^{s=(n-1)} P(B_i) \cdot y_i + [P(B_n) \approx 1] \cdot \sum_{j=1}^m \overline{y_{nj}}, \quad (3)$$

где $P(B_i)$ – вероятность причинения i -го вреда y_i человеку и окружающей природной среде при аварии на ОПО, а $\overline{y_{nj}}$ – размер j -го среднего вреда, причиняемого человеку и окружающей природной среде при штатной эксплуатации ОПО (в частности сюда относятся платы за загрязнение окружающей среды $\overline{y_{\text{эко}}}$ и вред, наносимый здоровью человека вследствие профессиональных заболеваний $\overline{y_{\text{мед}}}$, при нормативном функционировании предприятия).

Для упрощения дальнейшего изложения риск травмирования персонала включен в риск аварии, поэтому выражение (3) можно представить для наглядности в виде системы:

$$\begin{cases} R = R_A + R_{\text{штатн}} \\ R_A = \sum_{i=1}^s P(B_i) \cdot y_i \\ R_{\text{штатн}} = \overline{y_{\text{эко}}} + \overline{y_{\text{мед}}} + \dots \end{cases}, \quad (4)$$

Например, оценка величины $\overline{y_{\text{эко}}}$ на стадии проектирования проводится с помощью процедуры ОВОС (оценка воздействия предполагаемой деятельности на окружающую среду), а на стадии эксплуатации – с помощью действующих нормативно-разрешительных документов предприятия – томов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязнителей в атмосферный воздух, предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ в водные объекты и лимитов размещения отходов.

Оценка же величины риска аварии R_A , как на этапе проектирования, так и на этапе эксплуатации ОПО проводится в рамках процедуры декларирования промышленной безопасности ОПО.

Специфика технологии трубопроводного транспорта накладывает существенный отпечаток на тот факт, что состояние экологической безопасности нефтяных и газовых трубопроводов определяется, главным образом, возможностью причинения при аварии максимального единовременного вреда окружающей среде.

Поэтому подробнее остановимся на основных методах оценки риска аварии R_A . Для этого сначала определим событие причинения i -го вреда y_i человеку и окружающей природной среде при аварии на ОПО B_i :

$$B_i = A \cap C_i, \quad (5)$$

где

- событие A – авария на ОПО (нерасчетное внезапное высвобождение энергии);
- событие C_i – реализация аварии по i -му сценарию,

Т.к. события A и C_i являются совместными, то искомая вероятность события, связанного с причинением i -го вреда y_i человеку и окружающей природной среде при аварии на ОПО определяется как:

$$P(B_i) = P(A \cap C_i) = P(A) \cdot P(C_i | A). \quad (6)$$

Подставив выражение (6) в формулу (4), получим для риска аварии R_A :

$$R_A = \sum_{i=1}^s P(A) \cdot P(C_i|A) \cdot y_i = [P(A)] \cdot \left[\sum_{i=1}^s P(C_i|A) \cdot y_i \right]. \quad (7)$$

Первый член $[P(A)]$ произведения выражения (7) описывает причинные составляющие в риске аварии R_A , а второй член $\left[\sum_{i=1}^s P(C_i|A) \cdot y_i \right]$ – ожидаемые последствия аварии.

Оценка причинных составляющих в риске аварии (нахождение в выражении (7) первого члена) проводится в настоящее время с использованием статистических данных по аварийности, методов анализа «дерева отказа» и имитационного моделирования происшествия в человеко-машинной системе [1].

Оценка ожидаемых последствий аварии на ОПО (т.е. нахождение в выражении (7) второго члена) базируется, главным образом, на анализе «дерева событий». Определение собственно возможных последствий аварии является в настоящее время достаточно изученным вопросом с хорошо разработанным методическим аппаратом [2-8 и др.].

1.3.1. Магистральные нефтепроводы

В качестве примера более подробно остановимся на методических подходах к оценке вреда причиняемого окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (МН).

К основным документам, которые регулируют порядок начисления и уплаты платежей за загрязнение окружающей природной среды, в том числе и при авариях на ОПО, относятся:

- Федеральный закон N 7-ФЗ от 10 января 2002 года «Об охране окружающей среды»;
- Постановление Правительства РФ от 28.8.1992 N 632 «Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия».

Более детально порядок расчета плат за загрязнение земель, водных объектов и атмосферного воздуха при авариях на линейной части МН производится в соответствии с «Методикой определения ущерба окружающей среде при авариях на магистральных нефтепроводах» [3], с «Методическими указаниями по оценке и возмещению вреда, нанесенного окружающей природной среде в результате экологических правонарушений» (пр. Госкомэкологии России от 6.9.1999) и «Методикой расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов» (пр. Госкомэкологии России от 05.03.97 N 90) [8], когда плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на n -ом участке магистральных нефтепроводах Π_n складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земли, водных объектов и атмосферного воздуха:

$$\Pi_n = U_z + U_{кв} + U_{ка}, \quad (8)$$

где U_z , $U_{кв}$, $U_{ка}$ – размер плат за загрязнение нефтью земель, водных объектов и атмосферного воздуха соответственно.

Размер плат за загрязнение земель нефтью U_z определяется по формуле:

$$U_z = H_{сх} \cdot F_{гр} \cdot K_{п} \cdot K_{в} \cdot K_{эз} \cdot K_{г} \cdot K_{и}^*, \quad (9)$$

где $H_{сх}$ – норматив стоимости освоения новых земель взамен изымаемых сельскохозяйственных угодий, руб./га; $F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, га; $K_{п}$ – коэффициент пересчета в зависимости от времени восстановления загрязненных сельскохозяйственных земель; $K_{в}$ – коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель нефтью; $K_{эз}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории; $K_{г}$ – коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель $K_{и}^*$ – относительный коэффициент инфляции;

Все коэффициенты и норматив стоимости принимаются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12.6.2003 N 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления» и Постановлением Правительства РФ от 7.5.2003 N 262 «Об утверждении Правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием

земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц».

В оценочных расчетах площадь нефтенасыщенного грунта определяется по полуэмпирической зависимости [2]:

$$F_{ГР} = 53,3 \cdot (M_3/\rho)^{0,89} \cdot 10^{-4}, \quad (10)$$

где ρ - плотность нефти, тн/м³, M_3 – масса нефти, загрязнившей землю. M_3 определяется из формул распределения при аварии масс нефти в окружающей среде:

$$\begin{aligned} M_{П} &= M \cdot G_W \\ M_B &= M - M_{П} \\ M_3 &= M_{П} \cdot (1 - K_{СБ}) \\ M_Y &= M_B \cdot (1 - K_{СБ}), \end{aligned} \quad (11)$$

где M – средняя масса нефти, выливающаяся из нефтепровода за одну аварию на данном 1-км участке, тн; G_W – коэффициент перераспределения аварийного разлива нефти между землей и водным объектом (принимается с учетом взаимного расположения нефтепровода и водных объектов, макрорельефа прилегающей территории, наличия защитных сооружений и особенностей залегания магистрального нефтепровода); $M_{П}$ - средняя масса нефти, разлившейся на землю, тн; M_B - средняя масса нефти, разлившейся в водный объект, тн; $K_{СБ}$ - коэффициент сбора разлившейся нефти; M_3 - масса нефти, загрязнившей землю, тн; M_Y - масса нефти, причинившая ущерб водному объекту, тн.

Размер плат за загрязнение водных объектов нефтью $У_{КВ}$ определяется по формуле⁸:

$$У_{КВ} = 5 \cdot H_{БВ} \cdot K_{ЭВ} \cdot M_Y, \quad (12)$$

где: $H_{БВ}$ - базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ в водные объекты, тыс. руб./т; $K_{ЭВ}$ - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов по бассейнам морей и основных рек; M_Y – масса нефти, причинившей ущерб водному объекту.

Размер плат за загрязнение атмосферного воздуха летучими низкомолекулярными углеводородами (при невозникновении пожара) $У_{КА}$ согласно [2] оценивается по упрощенной зависимости:

$$У_{КА} = (M_Y + M_3) \cdot R_{da}, \quad (13)$$

где R_{da} - удельный ущерб за загрязнение атмосферного воздуха летучими низкомолекулярными углеводородами, который принимается равным 1,9,5 руб./тн для различных участков магистрального нефтепровода.

В случае возникновения на месте разлива нефти пожара пролива (10% аварий) размер плат за загрязнение атмосферного воздуха продуктами горения нефти $У_{КА}$ определяется по формуле:

$$У_{КА} = 5 \cdot K_{ЭА} \cdot \sum (H_{БАi} \cdot M_{Иi}), \quad (14)$$

где: $H_{БАi}$ - базовый норматив платы за выброс i -го загрязняющего веществ в атмосферный воздух, руб./т; $K_{ЭА}$ - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы территорий экономических районов РФ; $M_{Иi}$ – масса i -го загрязняющего вещества, поступившего в атмосферный воздух при горении нефти.

В местах прохождения трассы нефтепровода в непосредственной близости с лесными угодьями к плате за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на n -ом участке дополнительно прибавляются взыскания за ущерб, причиненный лесному фонду и не входящим в лесной фонд лесам по таксам, утвержденным Постановлением Правительства РФ № 388 от 21.05.01.⁹. Из возможных деяний в рассмотрение чаще всего принимаются в совокупности только: 1) повреждение, не влекущее прекращения роста деревьев, 2) уничтожение лесной подстилки и 3) уничтожение плодородного слоя лесных почв. В первом

⁸ На момент выхода сборника, размер плат за загрязнение водных объектов нефтью рассчитывается в соответствии с Методикой исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом МПР России N 87 от 13.4.2009

⁹ На момент выхода сборника таксы применяются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 8.5.2007 N 273

случае размер возможных взысканий определялся, как 10-кратная стоимость древесины поврежденных деревьев хвойных пород, исчисленная по ставкам лесных податей за древесину, отпускаемую на корню¹⁰. Во втором и в третьем случаях размер возможных взысканий определяется следующим образом: за каждый квадратный метр площади, на которой уничтожены лесная подстилка и плодородный слой почвы – 2-кратный и 4-кратный размер ставки лесной подати за 1 куб. метр деловой древесины средней категории крупности наиболее ценной основной хвойной лесообразующей породы в субъекте РФ соответственно.

Таким образом, процедура оценки риска аварии может считаться **основополагающей** при оценке состояния экологической безопасности нефтяных и газовых трубопроводов. Поэтому рассмотрим в качестве примера современную методологию оценки риска аварии, изложенную в «Методическом руководстве по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (согл. Госгортехнадзором России, утв. ОАО «АК «Транснефть»)[2].

С помощью данного руководства можно рассчитать интегральные (по всей длине трассы нефтепровода) и удельные (на единицу длины нефтепровода) значения:

- частоты утечки нефти за год;
- ожидаемых потерь нефти от аварий за год;
- ожидаемого ущерба от аварий в том числе и вреда причиненного окружающей среде и здоровью человека.

При оценке частоты аварий на нефтепроводах используется принцип балльной оценки, основанный на количественном учете 40 факторов F_{ij} , влияющих на риск аварий (факторов влияния).

На каждом n -ом участке трассы определяется значение балльной оценки технического состояния участка трубопровода:

$$Fn = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}, \quad (15)$$

$$B^* = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N Fn, \quad (16)$$

где B_{ij} -балльная оценка фактора F_{ij} ; p_i - доля i -ой группы факторов; q_{ij} -доля j -го фактора в i -ой группе факторов; Fn – балльная оценка n -го участка, B^* - средняя балльная оценка трассы трубопровода, полученная на основе балльной оценки каждого участка трассы, N – общее число участков трассы.

Значение локальной частоты аварий на участке λ_n (ав./год/км) определяется по формуле:

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \cdot Fn / B^*, \quad (17)$$

где $\bar{\lambda}$ - среднестатистическая интенсивность (частота) аварий на данной трассе магистральных трубопроводов, аварий/(км·год). При использовании $\bar{\lambda}$ равной среднестатистической частоте аварий, полученной для всей системы магистральных трубопроводов данного типа, величина B^* для «среднестатистического трубопровода» принимается равной 3.

Обобщенный алгоритм расчета аварийных утечек («дерево событий»), отображен на рис.

1.

¹⁰ Согласно действующему на момент работы законодательству

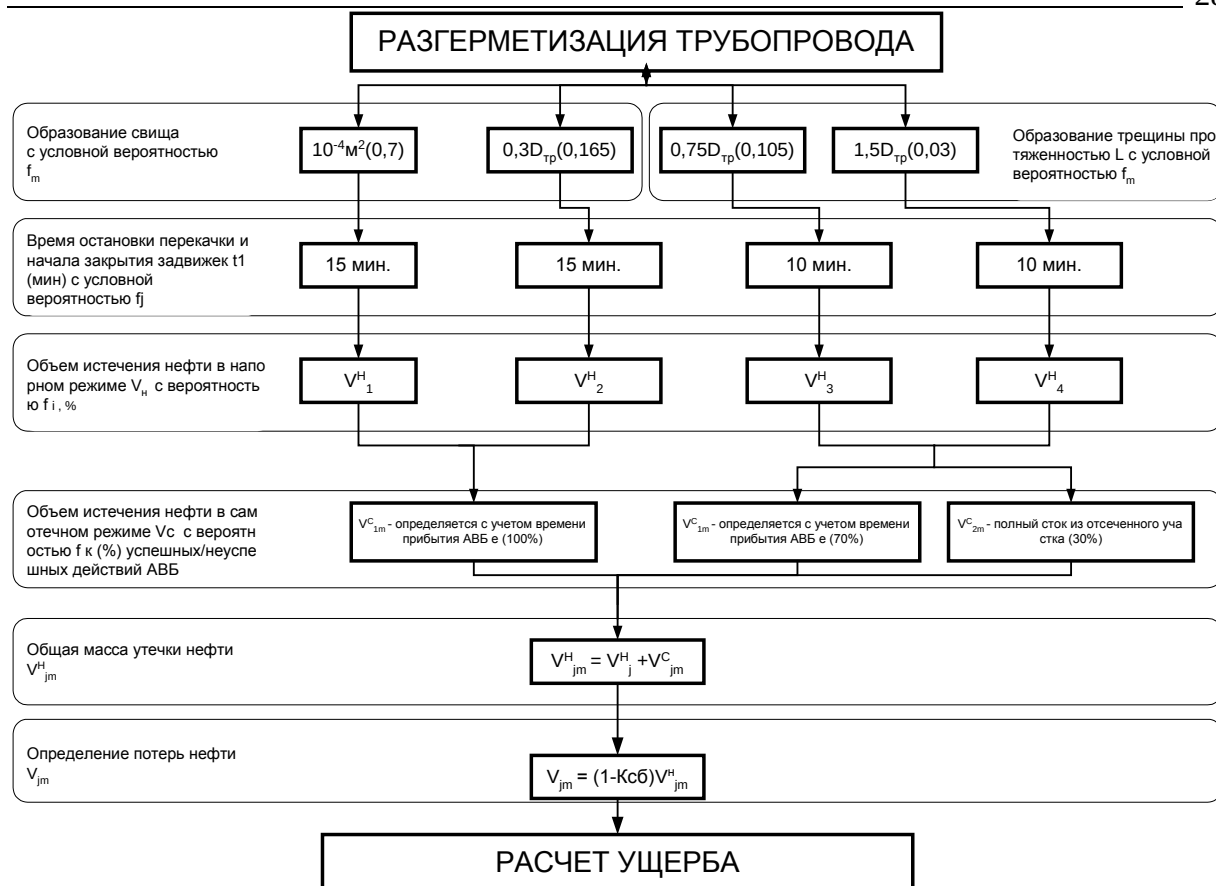


Рис. 3. Алгоритм расчета аварийных утечек нефти (на примере магистрального нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК-Р).)

Средняя (с учетом всех сценариев аварий) масса потерь нефти на участке нефтепровода определяется по следующей формуле:

$$M = \rho \sum_i f_i \cdot V_i \cdot (1 - K_{сб}), \quad (18)$$

где ρ - плотность нефти, f_i - вероятность реализации i -го сценария, $K_{сб}$ - доля собираемой нефти. Величина $K_{сб}$ зависит от удалённости аварийно-восстановительных пунктов от места аварии, рельефа местности, типа почв и водных объектов.

Ущерб от возможных аварий оценивается исходя из стоимости аварийных потерь нефти и экологического ущерба.

Ожидаемые потери нефти на n -ом участке определяются как $M_s = \lambda_n \cdot M$, а ожидаемый экологический ущерб - $R_{ЭКО} = \lambda_n \cdot \Pi_n$

В заключении все участки магистральных нефтепроводов ранжируются по степени риска загрязнения окружающей среды в соответствии с критериями [2], на основании чего принимается решение о необходимости или достаточности мер обеспечения промышленной или экологической безопасности на рассматриваемых ОПО.

1.3.2. Магистральные газопроводы¹¹

Реципиентами негативного воздействия при авариях на магистральных газопроводах рассматриваются: люди, технологическое оборудование, здания, компоненты природной среды.

В соответствии с мировой практикой вероятность возникновения ущерба в некоторой точке территории, оказавшейся в одной из возможных зон негативного воздействия какого-либо поражающего фактора аварии на газопроводе, выражается функцией, описывающей закон нормального распределения вероятностей (интегралом Гаусса):

¹¹ по материалам Швыряева А.А., Сафонов В.С. с сотр. и СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003

$$P = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\Pr-5} e^{-\frac{z^2}{2}} dz$$

в которой фигурирует, так называемая, «пробит-функция» $[\Pr(D)]$:

$$\Pr(D) = a + b \cdot \ln(D),$$

где a, b - эмпирические коэффициенты, отражающие специфику опасности данного поражающего фактора и восприимчивость к нему данной категории реципиентов;

D - доза (интегральная характеристика), полученная реципиентом за время негативного воздействия и зависящая в общем случае как от значения физической характеристики поражающего фактора в данной точке, так и от наличия и эффективности систем защиты, адекватности поведения и т.п.

Отличительной особенностью газопроводов, как линейных источников опасности, являясь то обстоятельство, что поражение реципиента, находящегося в произвольной точке $S(0, h)$, отстоящей по перпендикуляру на расстоянии h от газопровода, может наступить при возникновении аварии с максимальным радиусом зоны характерного (барического, термического) негативного действия $R_{\max}$ в любой точке x некоторого ограниченного участка («участка влияния»)

с координатами $x_1(h)$ и $x_2(h)$, длиной $L(R_{\max}, h) = 2\sqrt{R_{\max}^2 - h^2}$ (Рис. 2). С увеличением h , т.е. с удалением точки $S(0, h)$ от линейного источника, длина «участка влияния» уменьшается и при $h=R_{\max}$ становится равной нулю.

Так как сама вероятность негативного события есть функция случайной величины x с плотностью распределения $\lambda_T(x)$ (где $\lambda_T(x)$ например, ожидаемая частота возникновения разрыва газопровода с загоранием газа на единице длины), то вероятность гибели человека, находящегося в точке $S(0, h)$ в течение времени $\Delta T < \Delta T^*$ (где ΔT^* — рассматриваемый интервал времени, например, год), в результате термического поражения от пожара будет равна математическому ожиданию (среднему значению) функции:

$$R_T(h) = \frac{\Delta T}{\Delta T^*} \int_{x_1(h)}^{x_2(h)} \lambda_T(x) \cdot P[\rho(x, h)] dx$$

Для прямолинейного участка газопровода с постоянным значением λ_T изолинии указанного риска R_T представляют собой в плане симметричные прямые линии, параллельные оси газопровода, с уровнями потенциального риска от $3 \cdot 10^{-3}$ до $10 \cdot 3 \cdot 10^{-8}$ 1/год.

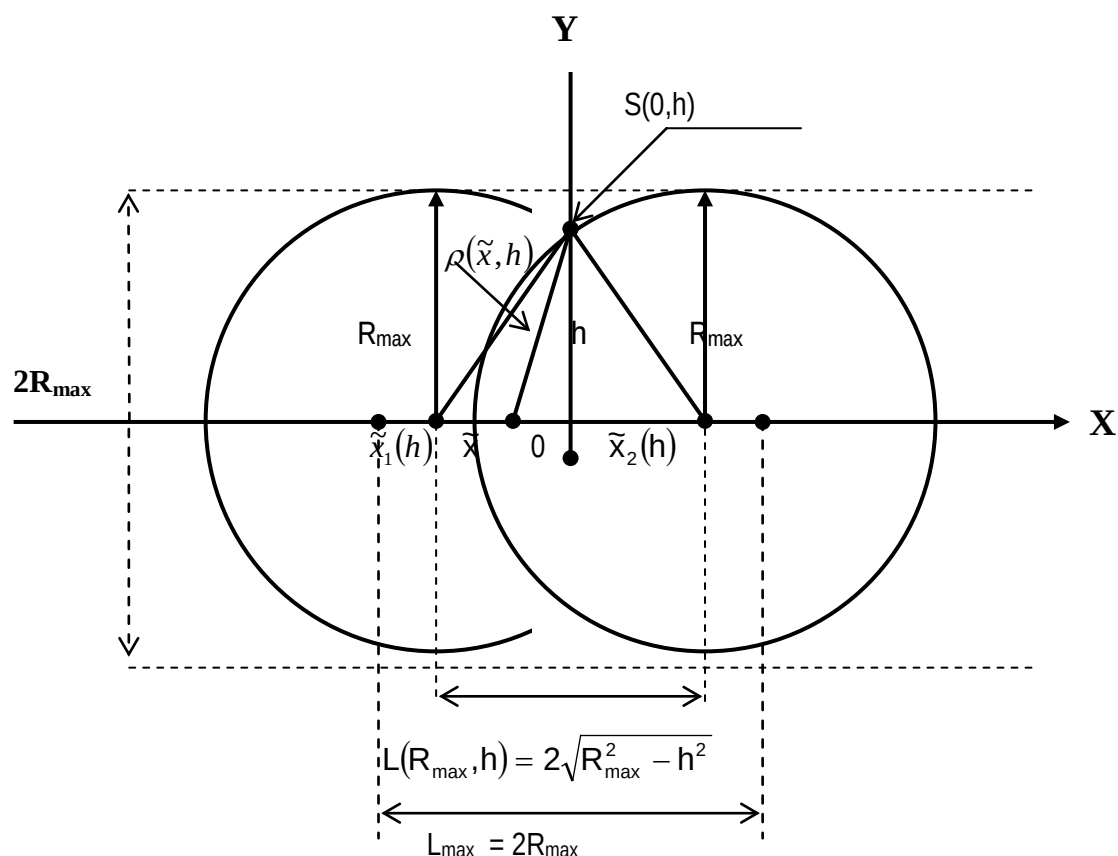


Рис. 4. К расчету вероятности поражения человека при пожаре на газопроводе

1.3.3. Многоцеховые компрессорные станции (КС) ¹²

Согласно статистике с точки зрения масштабов поражения людей и разрушения материального оборудования наибольшую опасность представляют сценарии аварий на «высокой стороне» КС, связанные с разрывом труб, фасонных элементов или арматуры на узлах подключения компрессорных цехов к соответствующим магистралям, на всасывающем и нагнетательном шлейфах, а также на надземной технологической обвязке газоперекачивающих агрегатов.

Поражающими факторами аварий, как и для магистральных газопроводов, при этом является: барическое воздействие воздушной ударной волны, вызванной расширением сжатого газа и термическое воздействие пожара при загорании газа.

Для вычисления и построения полей потенциального риска на реальной картографической основе вся территория КС разбивается как координатная сетка с началом координат в некоторой точке «О» и характерными размерами ячеек $(\Delta x, \Delta y)$ — (x_n, y_m) ; $n=1, \dots, N$; $m=1, \dots, M$. Каждому выделенному опасному объекту (узел подключения, подземные трубопроводы, АВО, пылеуловители, надземная технологическая обвязка ГПА и др.) или его элементу присваиваются соответствующие координаты (x_i, y_i) , а для элементарных участков трубопроводов - координаты начала и конца участка, а также угловая координата j_i , определяющая направление истечения газа со стороны предшествующего или последующего линейного перегона для сценария полного отказа отключающей арматуры и обратных клапанов.

Для каждого идентифицированного элемента системы i ($i=1, \dots, I$) проводится обоснование ожидаемой частоты возникновения аварийных разрывов (λ_i , 1/год), причем как с загоранием, так и без загорания газа; параметров ударных воздушных волн и т.п., сценариев развития пожаров (интенсивности истечения газа, конфигурации пламени,) и расчет масштабов действия поражающих факторов. После чего проводится расчет распределения по территории потенциального риска (R_i) для людей от каждого из выделенных элементов.

¹² по материалам Швыряева А.А., Сафонов В.С. с сотр. и СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003

В силу принятой независимости возникновения аварий на выделенных опасных элементах интегральное значение риска для конкретной точки территории (x_n, y_m) со стороны всех опасных объектов (элементов) определяется как

$$R_{\Sigma}(x_n, y_m) = \gamma \cdot \left\{ 1 - \prod_{i=1}^I [1 - R_i(x_n, y_m)] \right\}$$

где γ — доля времени пребывания человека (группы людей) в рассматриваемой точке в течение года.

1.4. Практика использования методологии анализа риска при оценке пожарной, промышленной и экологической безопасности нефтяных и газовых трубопроводов

Ниже представлены некоторые примеры использования методологии анализа риска аварий на линейной части магистральных трубопроводов, полученные при декларировании промышленной безопасности.

Магистральные нефтепроводы

Ниже приведены результаты балльной оценки риска и основные показатели риска. Наибольший риск аварий достигается на участках, имеющих лупинги, подводные переходы, пересечения с другими трубопроводами, авто- и железными дорогами, линиями электропередачи, а также на участках с наличием запорной арматуры, участках, проходящих вблизи населенных пунктов (врезки с целью хищения нефтепродуктов и ущерб населению) и объектов повышенной хозяйственной деятельности.

Таблица 2. Пример оценки локальной частоты $\lambda_{\text{л}}$ некоторых участков линейной части трубопровода

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка						Примечание
					Участок ПА—ОБТК, км						
					119	120	121	122	123	124	
F ₁₁	Минимальная глубина заложения подземного МН	0,2	0,2	Фактическая толщина слоя грунта h, м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН	2,335	0,664	0,664	0,664	0	0,166	Нефтепровод на всем протяжении прокладывается подземно с заглублением не менее 1 м до верха трубы. На переходах через железные и автомобильные дороги трубопроводы укладываются на глубину не менее 1.5 м до верха трубы или защитного кожуха. На переходах через водотоки трубопроводы уложены на 0,5 м ниже линии прогнозируемого предельного профиля размыва русла, но не менее 1,5 м от естественных отметок дна водотока. На переходах через болота трубопроводы заглубляются не менее 1,1 м до верха забалластированной трубы.
F ₁₂	Уровень антропогенной активности	-/-	0,2	Плотность населения (N _{нас}) в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	N _{нас} колеблется для различных участков в пределах от 6,2 (среднее по Сахалинской области) до 201 чел/км² (для участков, расположенных вблизи г. Южно-Сахалинск)
				Проведение в охранной зоне МН строительных и других работ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	Работы проводятся только с письменного разрешения СЭИК
				Наличие коммуникаций иной ведомственной принадлежности в охранной зоне МН	0	0	0	0	0	0	На данном участке 119-124 км. вневедомственные коммуникации отсутствуют.
				Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН	0	0	2	0	0	0	Пересечение с а/д IV кат. Южно-Сахалинск - Оха – Москальво и ж/д Южно-Сахалинск – Ноглики
F ₁₃	Степень защищенности наземного оборудования	-/-	0,1	Наличие и степень защищенности наземного оборудования	0	0	0	0	0	0	Все площадки задвижек и узлов СОД ограждены забором

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка						Примечание
					Участок ПА—ОБТК, км						
					119	120	121	122	123	124	
F ₁₄	Состояние охранной зоны МН	-/-	0,1	Степень расчистки охранной зоны	1	1	1	1	1	1	Возможен обзор трассы с земли и воздуха
				Закрепление трассы знаками	0	0	0	0	0	0	Установлены все знаки в соответствии с ПТЭ
F ₁₅	Частота патрулирования	-/-	0,15	Частота обходов участка	3	3	3	3	3	3	Облет трассы осуществляется 1 раз в неделю
F ₁₆	Согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне МН	-/-	0,15	Наличие системы согласования	0	0	0	0	0	0	Имеет место
				Наличие планово–картографических материалов у районной администрации	0	0	0	0	0	0	Будут предоставлены районной администрации в установленном порядке
				Наличие планово–картографических материалов у предприятий–землепользователей	0	0	0	0	0	0	Будут предоставлены землепользователям в установленном порядке
				Случаи несанкционированного проведения работ в охранной зоне	1	1	1	1	1	1	Случаи несанкционированного проведения работ в охранной зоне нефтепровода возможны
F ₁₇	Разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	-/-	0,1	Разъяснительные мероприятия в отношении населения	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Проводятся несистематически
				Разъяснительные мероприятия в отношении персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	0	0	0	0	0	0	Проводятся систематически
F ₂₁	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	0,1	0,18	Защищенность МН по протяженности ЭХЗ, срок ввода в действие ЭХЗ, периодичность техобслуживания ЭХЗ	1	1	1	1	1	1	Ввод постоянной ЭХЗ через год после начала эксплуатации нефтепровода. Периодичность технического осмотра, профилактического обслуживания и проверки работы средств ЭХЗ в соответствии с ПТЭ
F ₂₂	Состояние изоляционного покрытия	-/-	0,21	Качество проектных решений по изоляционному покрытию, качество нанесения покрытия, периодичность контроля состояния покрытия, качество ремонта изоляции	0	0	0	0	0	0	Трехслойное полиэтиленовое покрытие заводского нанесения усиленного типа. Изоляция сварных стыков термоусаживающими манжетами Canusa Тип покрытия полностью соответствует существующим внешним условиям. Сведения об обнаруженных дефектах

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка						Примечание
					Участок ПА—ОБТК, км						
					119	120	121	122	123	124	
											регистрируются регулярно, ремонты производятся по мере необходимости.
....											
F ₂₆	Проведение измерений с целью контроля эффективности ЭХЗ	-/-	0,14	Расстояние L _{кв} между катодными выводами и частота измерений f _{кит}	3	3	3	3	3	3	Расстояние между некоторыми катодными выводами больше 3 км. В соответствии с ПТЭ, но не менее 2 раз в год
F ₂₇	Контроль защищенности МН	-/-	0,14	Период времени τ _{кит} , прошедший с момента проведения последних измерений	-	-	-	-	-	-	Данный нефтепровод еще не введен в эксплуатацию
F ₄₂	Уровень «комфортности» производства работ	-/-	0,15	Климатический район и сезон строительства	9	9	9	9	9	9	Согласно ГОСТ 16350–80
F ₄₃	Контроль качества строительно-монтажных работ	-/-	0,25	Сведения о контроле по отдельным этапам работ и технологическим операциям	2	2	2	2	2	2	Пооперационный контроль по всем технологическим процессам с отражением в соответствующей документации
F ₄₄	Контроль качества сварных соединений	-/-	0,25	Процент сварных стыков K _{св} , для которых выполнен контроль качества физическими методами	0	0	0	0	0	0	100% визуальный и радиографический контроль
F ₄₅	Адекватность применяемых материалов и изделий	-/-	0,1	Сведения об использовании материалов и изделий, не предусмотренных проектом	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Вся информация отражена в документации по заменам материалов и изделий
F ₄₆	Качество хранения и обращения с материалами	-/-	0,1	Условия транспортировки	0	0	0	0	0	0	Транспортирование на специальных транспортных средствах с амортизирующими прокладками и минимальным числом погрузок-разгрузок
				Условия хранения	0	0	0	0	0	0	Оптимальные
				Условия обращения с материалами	0	0	0	0	0	0	В соответствии с требованиями СНиП по производству работ
F ₅₁	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы δ _{расч} и δ _{факт}	5,8	6	6	5,1	4,6	5,7	В соответствии с /1.24/ и первоисточником У.К. Мульбауэра /3.37/ фактор влияния толщины стенки трубы равен 0 для участков с существенно повышенной толщиной стенки трубы.

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка						Примечание
					Участок ПА—ОБТК, км						
					119	120	121	122	123	124	
											Учитывая, что БТ проектируемые, принято F ₅₁ =0 для класса безопасности участков «сейсмический», F ₅₁ =2 –для класса «высокий», F ₅₁ =4 – «средний» и F ₅₁ =6 - «нормальный» с учетом протяженности этих участков на рассматриваемой длине (1 км) трассы.
F ₅₂	Усталость металла	-/-	0,3	Число циклов нагружения, имевших место за время эксплуатации рассматриваемого участка, и амплитуда подававшейся нагрузки	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Число циклов нагружения менее 1000, амплитуда нагрузок – менее 10% от Рраб.
F ₅₃	Возможность возникновения гидравлических ударов	-/-	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	8	8	8	8	8	8	Отсутствие устройств, предотвращающих гидроудары
F ₅₄	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	-/-	0,2	Технические характеристики СТА	5/10	5/10	5/10	5/10	5/10	5/10	СТА обеспечивают телеизмерение давления в пределах эксплуатируемого участка для проектного режима/ в режиме с минимальным набором оборудования СТА отсутствуют (за исключением варианта 5)
F ₆₁	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	1	0	0	0	1	0	На участках перехода БТ через реки вероятность размыва подводного перехода – низкая
F ₆₂	Несущая способность грунта	-/-	0,15	Сведения о типах грунтов в основании МН	10	10	10	10	10	10	Низкая несущая способность грунта (болотистый участок)
F ₆₃	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	-/-	0,15	Сведения о конструкции линейной арматуры и наземных узлов	0	0	3	0	0	0	На участке 121 км. присутствует линейная арматура (УЗА НОВ-18).
F ₆₄	Превентивные мероприятия	-/-	0,5	Меры по ослаблению напряжений в МН	0	0	0	0	0	0	не требуются
				Мероприятия по изменению свойств грунта	0	0	0	0	0	0	не требуются

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка						Примечание
					Участок ПА—ОБТК, км						
					119	120	121	122	123	124	
				Мониторинг деформаций грунта и перемещений нефтепровода	0	1	1	1	0	1	Будет осуществляться инструментальный мониторинг на участках развития опасных геологических процессов
				Обследования подводных переходов	3	0	0	0	3	0	Согласно данным эксплуатационной службы
F ₇₁	Эксплуатационная документация	0,05	0,2	Наличие всей необходимой документации	0	0	0	0	0	0	В наличии весь объем документации
				Внесение необходимых изменений и записей	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Изменения вносятся с задержками
				Пересмотр инструкций и схем	0	0	0	0	0	0	Производится не реже одного раза в 3 года
F ₇₂	Периодичность контроля и ремонтов	-/-	0,25	Соответствие сроков и состава осмотров, контрольных операций, межремонтного обслуживания и ремонтов требованиям ПТЭ	5	5	5	5	5	5	Ряд проверок и ремонтов проводится реже, чем требуется по ПТЭ
F ₇₃	Качество ремонтных работ	-/-	0,25	Оценка качества работ	0	0	0	0	0	0	Хорошее
F ₇₄	Качество связи	-/-	0,1	Наличие и тип связи	0	0	0	0	0	0	Хорошее (радиосвязь)
F ₇₅	Уровень обучения персонала	-/-	0,2	Прохождение персоналом курсов повышения квалификации, содержание курса и периодичность обучения	2	2	2	2	2	2	Полный курс обучения персонала, но пока без повторных циклов
ИТОГО по участку											
Балльная оценка участка F _n (проектный режим)					1,64	1,46	1,6	1,48	1,61	1,78	
Балльная оценка участка F _n (режим с минимальным набором оборудования)					1,74	1,56	1,70	1,58	1,71	1,89	
Коэффициент влияния квл _n					1,03	0,92	1,01	0,93	1,01	1,12	
Средняя частота аварии по трассе в проектном режиме/режиме с минимальным набором оборудования λ _{БТ} ·10 ⁻⁴ , 1/(км*год)					1,6 / 1,7						
Среднестатистическая частота аварии на МН в России λ·10 ⁻⁴ , 1/(км*год)					3,02						

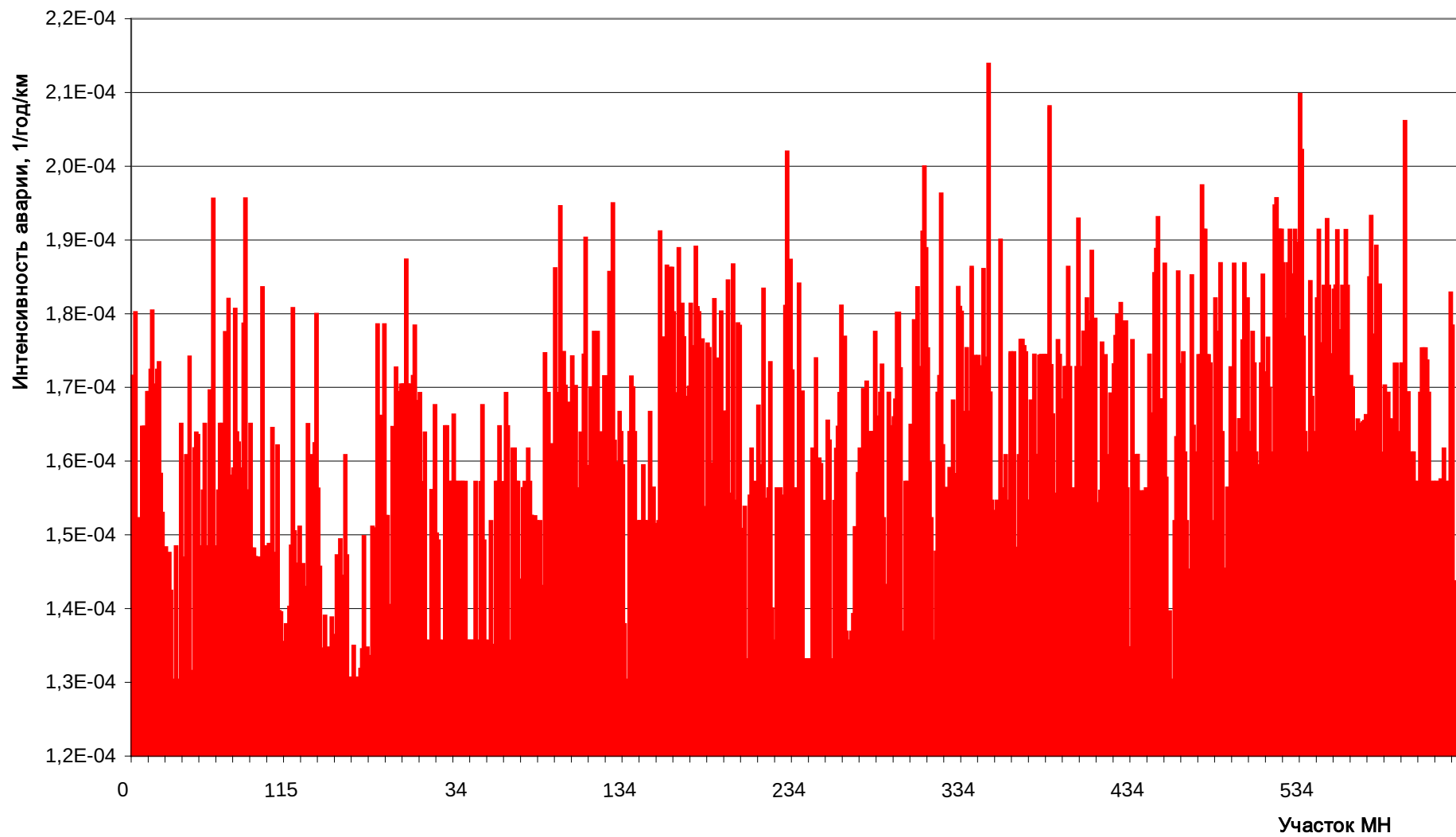


Рисунок 2.2.3-1: Значение локальной частоты аварии λ_p на различных участках нефтепровода

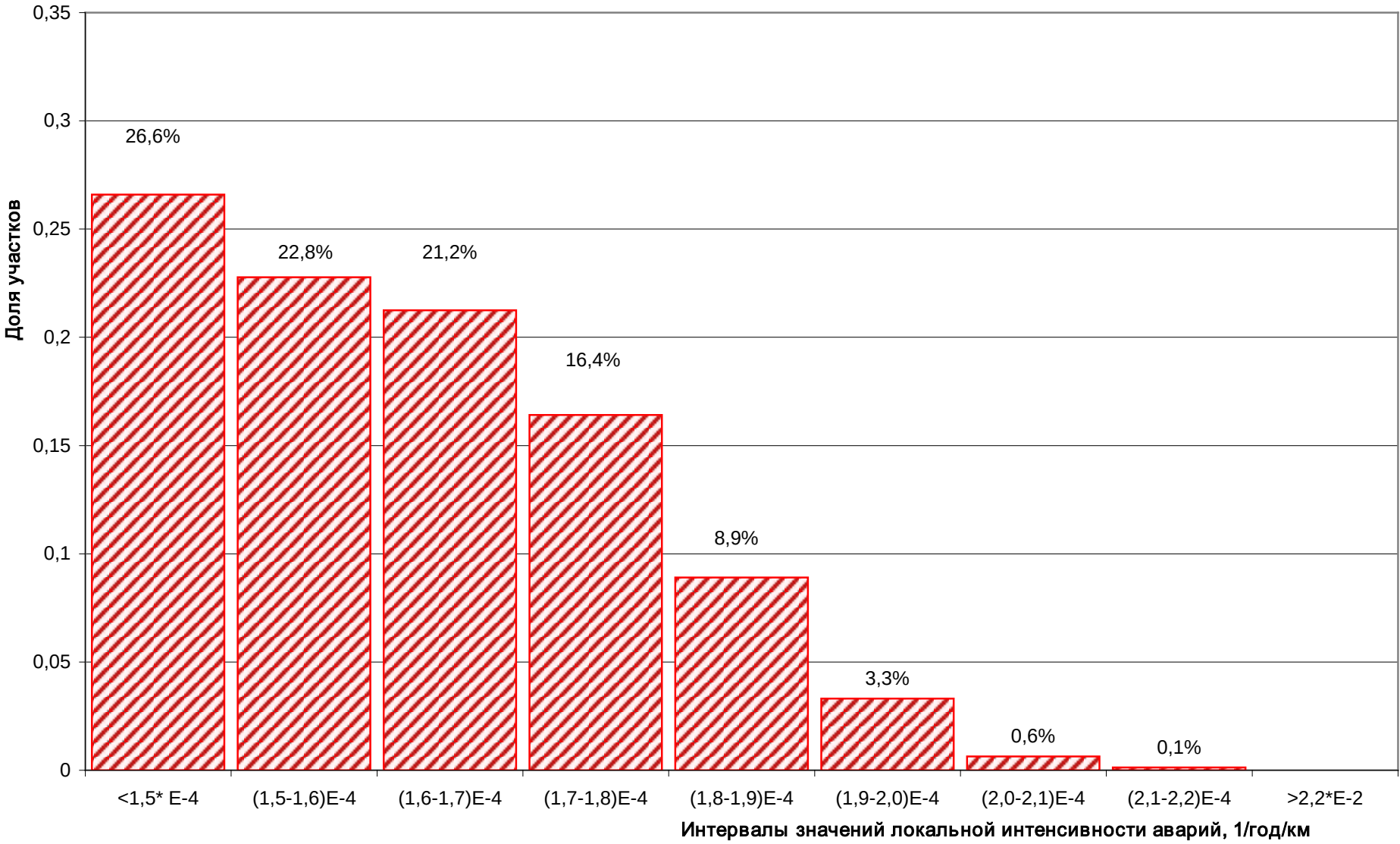


Рисунок 2.2.3-2: Распределение доли участков трассы нефтепровода с различной локальной частотой аварии λ_n

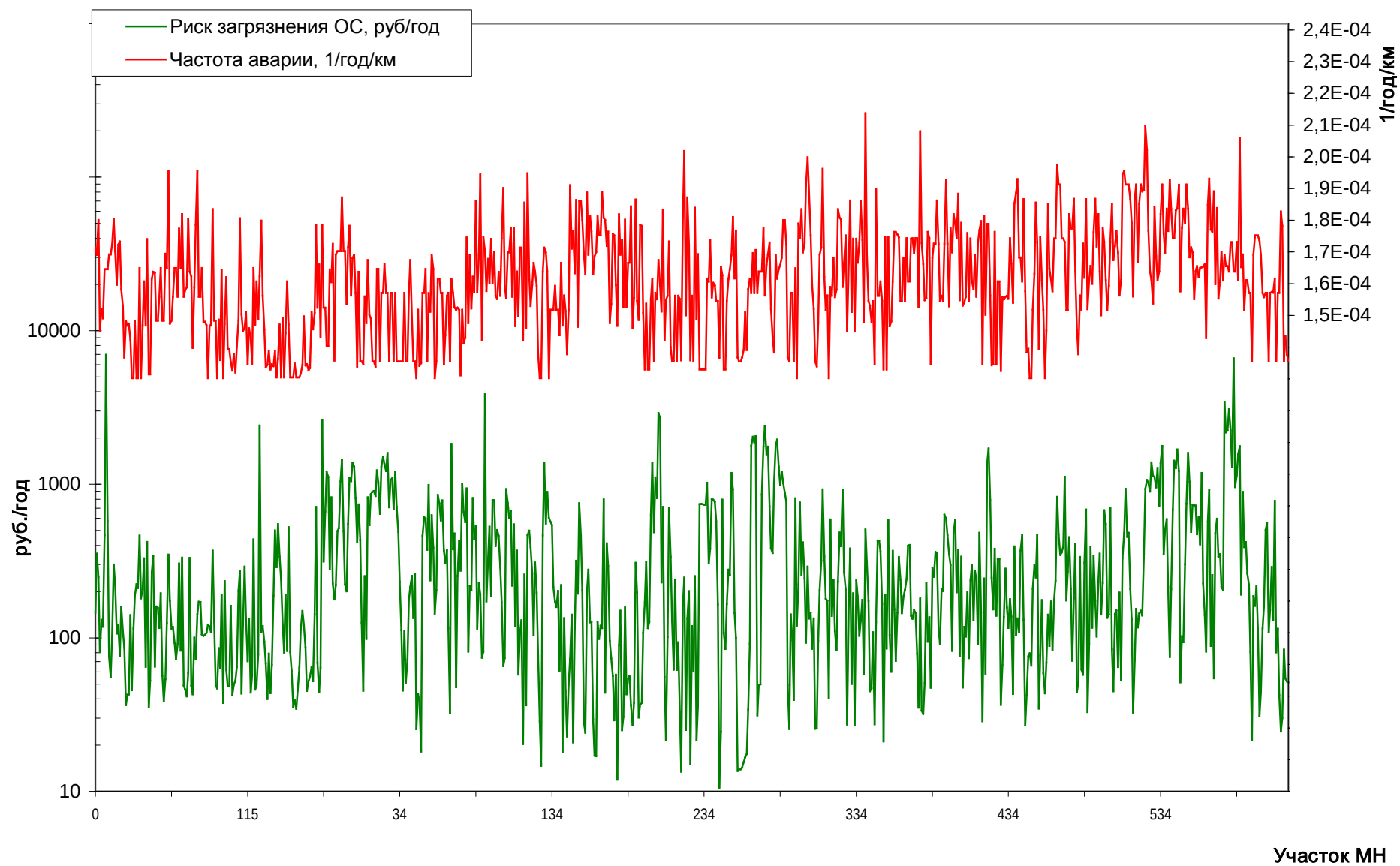


Рисунок 2.2.3-3: Сравнительное распределение локальной частоты аварии λ_n и риска загрязнения окружающей среды R_z (проектный режим)

В таблице 3 приведены расчеты частоты утечек больше 1, 100, 500, 1000 и 5000 т на всей линейной части (875 км), результаты которых можно использовать при разработке планов по ликвидации аварийных разливов нефти в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.08.00 № 613.

Табл.3.

Частота возникновения утечки выше заданного уровня (без учета действий АВС¹³ по сбору нефти)

Масса утечки, т	Частота возникновения утечки в год на 1000 км	
	При успешном действии АВС в 70% случаев	При успешном действии АВС в 100% случаев
более 1	0.2476	0.2476
более 100	0.0724	0.0719
более 500	0.0603	0,0559
более 1000	0.0443	0,0372
более 5000	0.0093	0,0050

Экспертиза деклараций промышленной безопасности, а также специальные расчеты с использованием численного моделирования, показали, что аварии на площадочных сооружениях магистральных трубопроводов (за исключением морских терминалов) не могут являться реальным источником чрезвычайных ситуационных ситуаций с поражением населения и существенным экологическим ущербом. Основной риск аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных трубопроводах связан с авариями на линейной части.

На основе изложенного подхода проведен сравнительный анализ результатов оценок риска для различных трасс и объектов магистральных нефтепроводов новых нефтепроводных систем КТК, БТС и ряда действующих предприятий ОАО «Верхневолжскнефтепровод» (Рис. 3).

Видно, что по удельным показателям (на длину трубопровода) трассы КТК-Р и БТС являются наиболее безопасными (Рис. 3). Низкие удельные показатели риска магистральных нефтепроводов БТС и КТК-Р объясняются, главным образом, использованием и внедрением современных технических решений (в том числе - применение заводской изоляции, труб с улучшенными характеристиками и т.д.) и методов строительства при повышенном контроле и надзоре на всех стадиях проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию опасного производственного объекта.

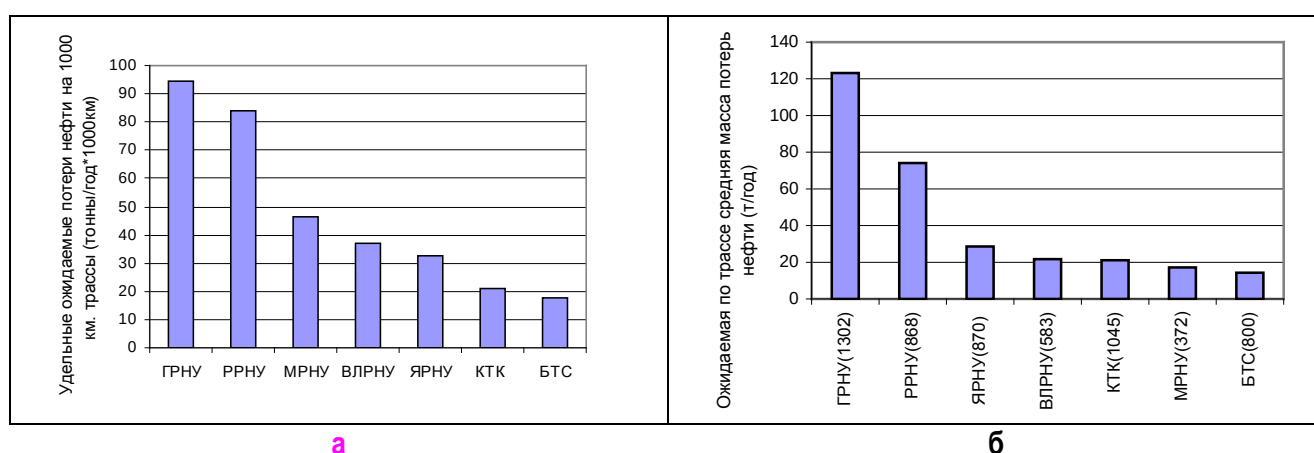


Рис. 5. Распределение трасс и опасных производственных объектов по: а) удельным и б) интегральным показателям ожидаемых потерь нефти при авариях: ОПО: РРНУ –Рязанское РНУ, ГРНУ – Горьковское РНУ, ЯРНУ - Ярославское РНУ, ВЛРНУ - Великолукское РНУ, МРНУ - Марийское РНУ (скобки – протяженность МН в км)

Результаты анализа риска аварий на НПС(ЛПДС) и в резервуарных парках показывают, что зоны действия факторов, связанных с поражением людей (в том числе при взрыве-вспышке смеси паров нефти с воздухом), практически не выходят за пределы установленных санитарно-защитных зон. На Рис. 5 видно, что значения частоты гибели человека вне территории станции не

превышает 10^{-6} 1/год, что может рассматриваться как приемлемый уровень риска. Основные людские потери при авариях на площадочных объектах возможны лишь среди обслуживающего персонала. Напротив, при авариях на линейной части существует возможность поражения людей (пожар разлива, пожар-вспышка паров нефти) как в близлежащих населенных пунктах, так и в местах пересечения с транспортными магистралями.

Вместе с тем, для решения общих вопросов системы управления объектом, в том числе для страхования и оценки готовности к аварийным разливам нефти, необходимо располагать интегральными показателями риска (Рис. 4), которые существенно зависят от протяженности нефтепровода, срока эксплуатации трубопровода, диаметра трубопровода, особенностей природно-климатических условий в местах прохождения трассы и прочих региональных факторов.

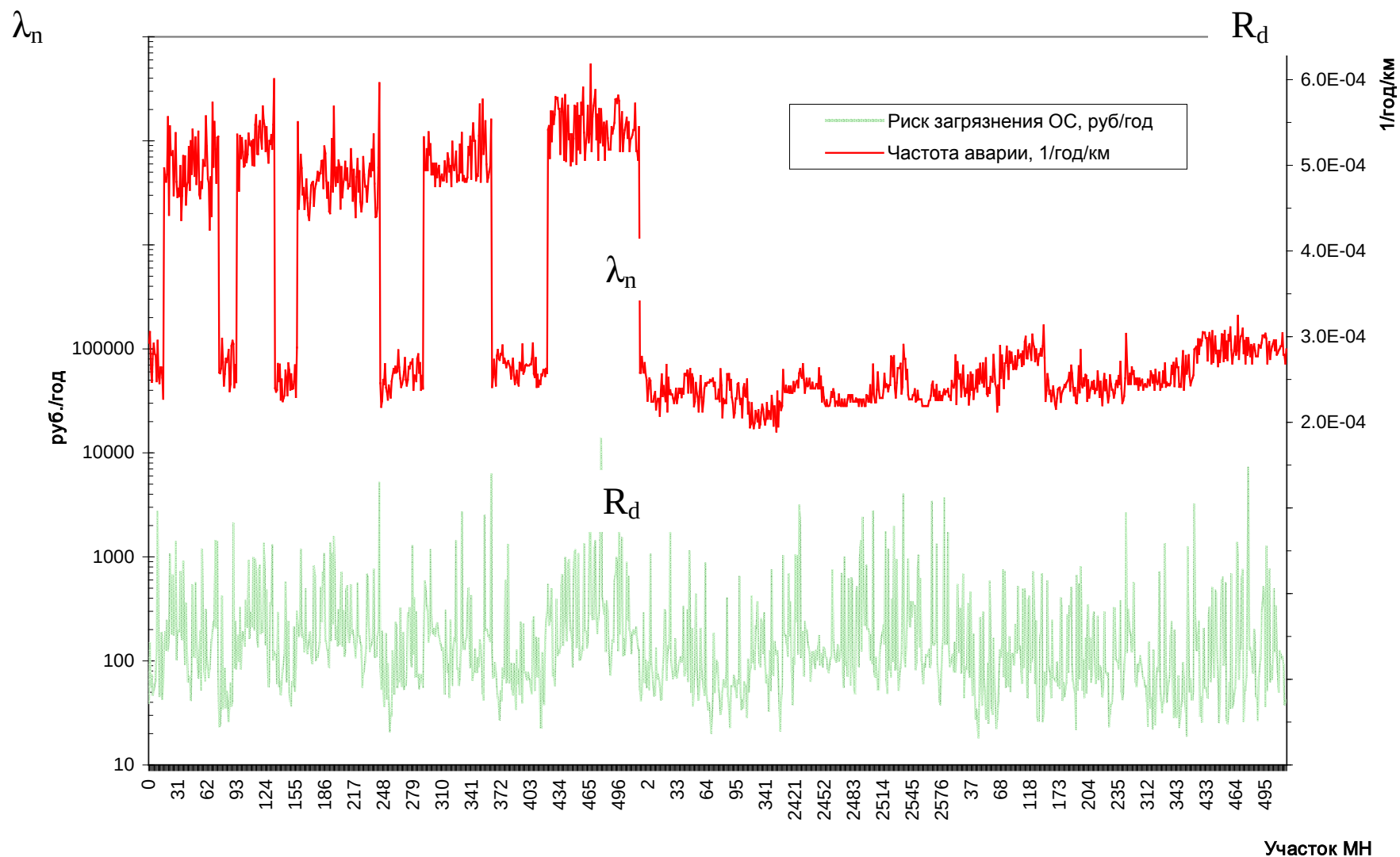


Рис. 6. Распределения локальной частоты аварии λ_n и риска загрязнения по всем линейным участкам ЯРНУ.

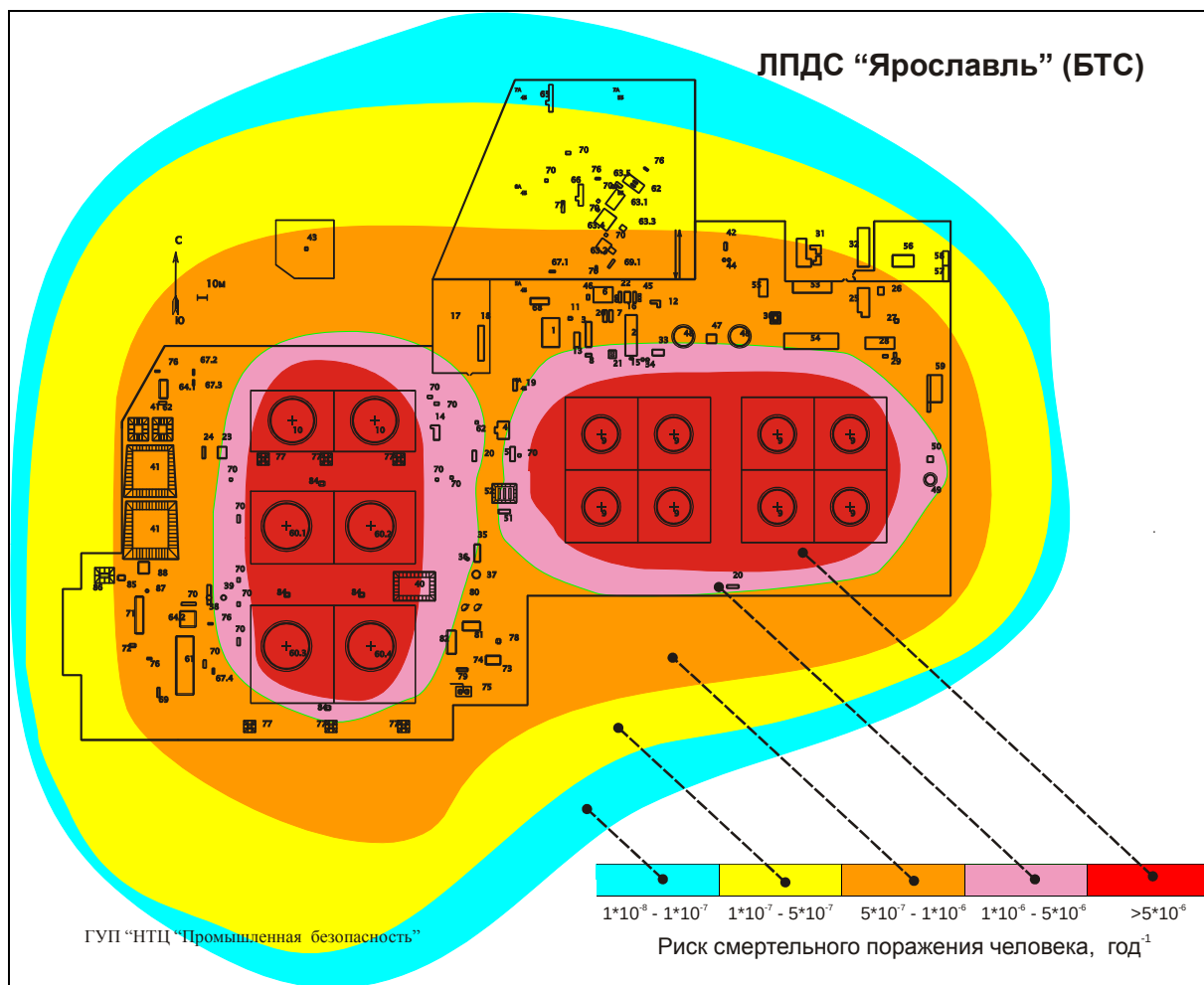


Рис. 7. Пример распределения потенциального риска аварии на ЛПДС «Ярославль» (БТС)

Магистральные газопроводы (по материалам ВНИИГАЗ)

Анализ статистических данных по авариям на магистральных газопроводах ОАО «ГАЗПРОМ» показал, что значения интенсивностей аварий (под аварией подразумевается протяженный разрыв газопровода (на полное сечение) и истечение газа из двух концов разрушенного участка) существенно различаются по регионам Российской Федерации в зависимости от конструктивно-технологических характеристик, особенностей монтажа и времени строительства газопроводов, от возможностей поддержания заданных проектом параметров в процессе их эксплуатации, а также от особенностей природной и социальной сред. Для учета влияния указанных факторов по результатам специальных исследований среднее по всей системе ОАО «ГАЗПРОМ» значение интенсивности аварий за рассматриваемый период времени — λ (на сегодня это примерно 0,22 аварий на 1000 км в год) корректировалось¹⁴ с помощью, специальных коэффициентов, учитывающих сложное воздействие на работоспособность газопровода более, чем 100 факторов влияния.

Возникновение аварийных разрывов на магистральных газопроводах, газопроводах-отводах и технологических газопроводах компрессорных станций связано с физическими эффектами двух видов:

- внутренними - нестационарными газодинамическими процессами в самих трубопроводах, определяющими динамику выброса природного газа в атмосферу;
- внешними - определяющими воздействие процесса разрушения участка трубопровода высокого давления на окружающую среду.

¹⁴ СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»

Внешние эффекты сопровождаются:

- образованием волн сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа, выброшенного под давлением из разрушенного участка трубопровода, а также волн сжатия, образующихся в случае воспламенения газового «шлейфа» (облака), т.е. за счет расширения продуктов его сгорания;
- образованием и разлетом осколков (фрагментов) разрушенного участка трубопровода;
- термическим воздействием пожара на окружающую среду.

Для анализа указанных процессов был разработан и детально верифицирован специальный комплекс математических моделей и числовых программ.

Реципиентами негативного воздействия при этом рассматривались: люди, технологическое оборудование, здания, компоненты природной среды.

На Рис. 6 показан пример распределения потенциального риска поражения людей от аварий на магистральном газопроводе на участке, для которого не соблюдаются нормативные минимальные расстояния по СНиП 2.05.06-85. Видно, что в этом случае население таких населенных пунктов подвержено дополнительной техногенной опасности и нуждается в дополнительной защите.

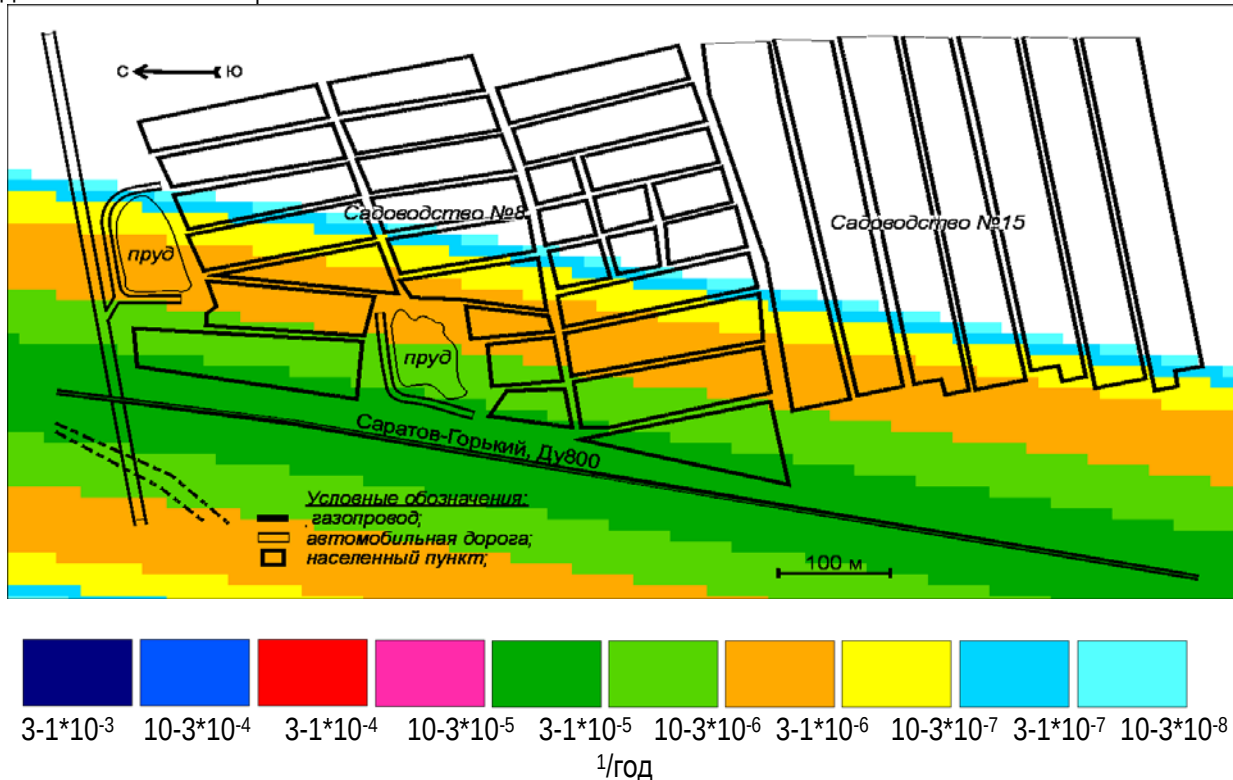


Рис. 8. Пример распределения потенциального риска для населения (475-й км газопровода «Саратов-Горький»)

Магистральные трубопроводы для перекачки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ)

По своему компонентному составу ШФЛУ является однородной смесью легких углеводородов, более 90% из которых термодинамически не могут существовать при атмосферных условиях в виде жидкости. Поэтому аварийное истечение ШФЛУ из поврежденного трубопровода будет сопровождаться интенсивным и практически полным его испарением с образованием взрывоопасных углеводородных облаков, способных перемещаться под действием ветра в приземном слое атмосферы на расстояния до нескольких километров.

Анализ риска эксплуатации указанного продуктопровода включал следующие этапы:

1. Прогноз ожидаемой частоты (на единицу длины в единицу времени) и причинно-следственных механизмов возникновения утечек различного масштаба по конкретным регионам прохождения трассы трубопровода.

2. Расчет гидродинамических процессов при двухфазном истечении ШФЛУ из трубопровода для различных вариантов нарушения его герметичности (коррозионные дефекты, трещины, разрыв на полное сечение).
3. Исследование влияния динамики аварийного истечения жидкости, времени обнаружения утечки и прекращения перекачки, метеорологических характеристик и региональной инфраструктуры на масштабы распространения в приземном слое атмосферы облака паров ШФЛУ и вероятность его взрывного сгорания.
4. Прогноз вероятности попадания в зону поражения различных реципиентов и обоснование возможного числа пострадавших среди населения при авариях на продуктопроводе. Оптимизация организационно-технических решений по снижению показателей риска.

Нестационарные гидродинамические процессы, возникающие в трубопроводе при значительных нарушениях герметичности тела трубы, имеют выраженный характер по отношению к другим волновым процессам и могут быть однозначно идентифицированы операторами на насосных станциях с помощью штатных систем измерения расхода и давления. Однако, ввиду относительно низкой скорости распространения волновых процессов в ШФЛУ (не более 700 м/с) и вследствие значительных расстояний между действующими НС (до 250 км), время идентификации аварийного процесса операторами на НС (с учетом времени на принятие адекватного решения по остановке перекачки и перекрытию линейных задвижек) может объективно составлять 10...30 минут и более. За указанные интервалы времени в окружающее пространство может быть выброшено под давлением до нескольких сотен тонн ШФЛУ, что при характерных скоростях переноса паров ШФЛУ в атмосфере (2...5 м/с) может сформировать зону потенциальной опасности в 2,0...2,5 км.

Поскольку само облако (смесь углеводородных паров с воздухом) не обладает выраженным токсическим эффектом воздействия на людей (как, например, аммиак, сероводород и т.п.), возникновение ущерба для населения напрямую зависит от распределения во времени и по территории вокруг места аварийного разрыва различных потенциальных источников зажигания. Общая последовательность расчета показателей риска для населения при аварии на продуктопроводе производилась с учетом карты местности и характерных элементов инфраструктуры, возможных источников зажигания углеводородного облака, распределения жителей рассматриваемого поселка по их удаленности от трубопровода, распределения вероятности достижения углеводородным облаком различных точек прилегающей территории, полученное с учетом всех возможных вариантов аварийных утечек ШФЛУ и для всего спектра изменения метеорологических параметров для данного района в разрезе года (см. Рис. 7).

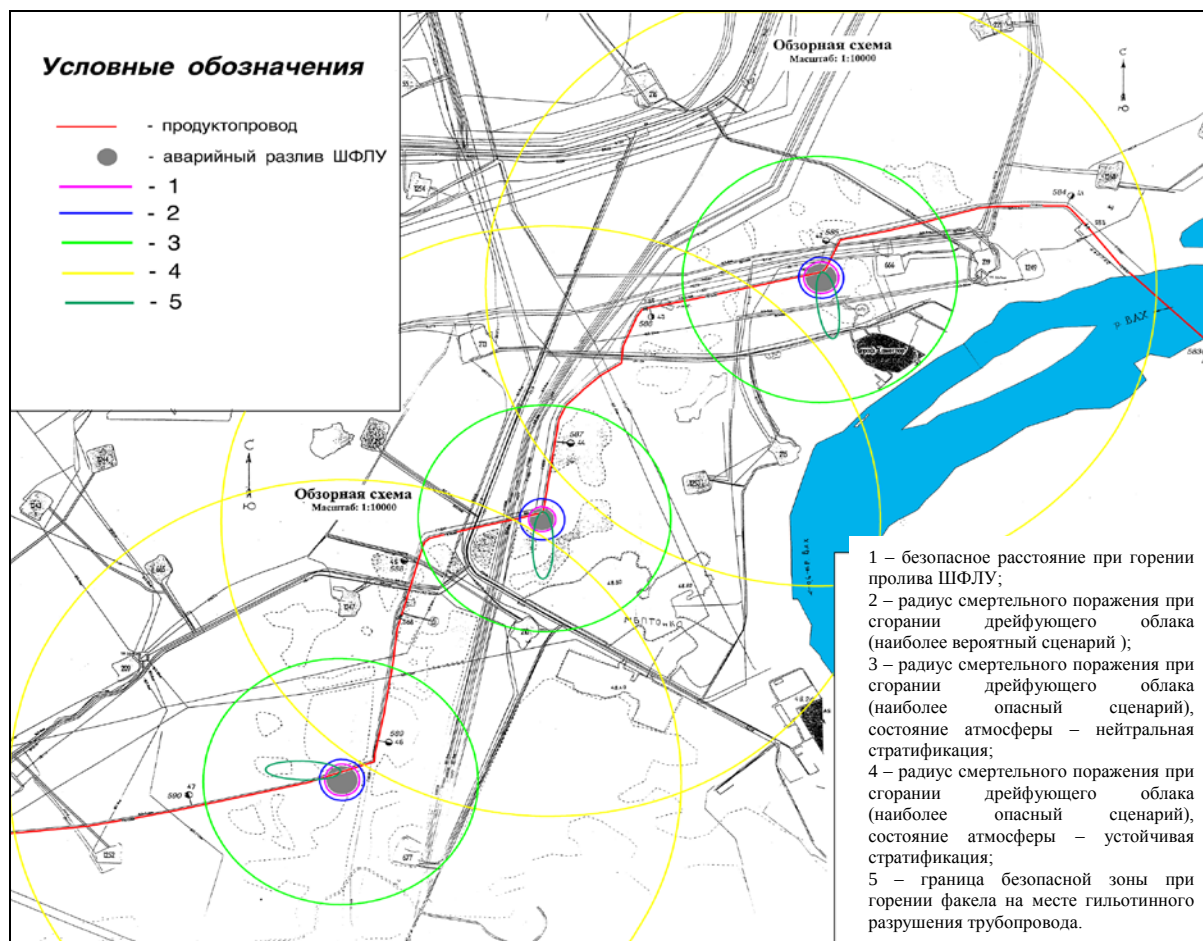


Рис. 9. Ситуационный план возможных аварий на продуктопроводе шФЛУ «Белозерный ГПЗ – ЮЖНО-Балыкский ГПЗ» (ОАО «Сибур-Тюмень»)

Для всех населенных пунктов в полосе прохождения трассы продуктопровода, для населения которых были получены повышенные показатели индивидуального риска (более 10^{-6} 1/год) были разработаны конкретные технические решения по обеспечению необходимой безопасности трубопровода, включающие увеличение глубины заложения трубопровода, толщины стенки трубы и прочностных характеристик металла до уровня, исключающего возможность механических повреждений трубопровода землеройной техникой, повышение вязкостных характеристик металла с целью снижения вероятности образования «протяженных» трещин, использование современных методов диагностики герметичности трубопровода, дополнительное удаление трассы трубопровода от ряда населенных пунктов и др., включая отселение жителей.

Литература к разделу В

1. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» (Утв. постановлением Госгортехнадзора России №30 от 01.09.01)
2. РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (утв. ОАО «АК «Транснефть»» 30.12.99 пр. №152, согл. Госгортехнадзором России №10-03/418 от 07.07.99)
3. РД «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минтопэнерго РФ, АК «Транснефть», 1996г.)
4. РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утв. постановлением Госгортехнадзора России №37 от 24.08.01)
5. Методики оценки последствий аварий на опасных производственных объектах (РД 03-409-01, ПБ 09-170-97, ПБ 03-182-98, ТОКСИ-2) / Колл. авт. – М: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность» Госгортехнадзора России, 2001. – 200 с.
6. «Techniques for Assessing Industrial Hazards: a Manual.» World Bank Tech. Paper No. 55, 1988
7. ГОСТ 12.3.047-98 ССБТ. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.»
8. РД. «Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов» (утв. приказом ГК ООС №90 от 5.03.97)
9. Таксы для исчисления размера взысканий за ущерб, причиненный лесному фонду и не входящим в лесной фонд лесам нарушением лесного законодательства РФ (утв. Пост. Правительства РФ №388 от 21.05.01)¹⁵
10. СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»

¹⁵ Не действующий

Г. ПРИМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ ШФЛУ ДЛЯ ОЦЕНКИ МИНИМАЛЬНЫХ БЕЗОПАСНЫХ РАССТОЯНИЙ

(по материалам публикаций в ж-лах «Безопасность труда в промышленности», «Технологии ТЭК» в 2007 г., авторы: Лисанов М.В., Пчельников А.В., Сумской С.И., Шанина Е.Л., (ОАО "НТЦ "Промышленная безопасность"), Зозуля В.В. (ОАО «НИПИгазпереработка»).

Аварии на магистральных трубопроводах, транспортирующих широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), легкокипящие жидкости (газовый конденсат, нестабильный бензин) и сжиженные газы, т.е. продукты, переходящие в газообразное или двухфазное состояние при аварийном выбросе, являются наиболее опасными по масштабам распространения в окружающей среде и возможному воздействию на население, имущество и окружающую среду (при воспламенении) [1]. В связи с наметившимся в настоящее время интенсивным строительством и реконструкцией трубопроводов перекачки легкокипящих жидкостей и сжиженных газов в условиях их прокладки вблизи населенных пунктов проблема обеспечения безопасности является актуальной.

Повышенная опасность выбросов вскипающих жидкостей приводит к созданию протяженных зон поражения при воспламенении дрейфующих облаков [2]. В этой связи особое значение приобретает важность оценки последствий аварийных выбросов таких веществ.

Важность и необходимость получения адекватных оценок опасности магистральных трубопроводов подтверждается и статистикой аварий: самое большое количество пострадавших при выбросе пожаровзрывоопасной смеси наблюдалось именно при аварии на магистральном продуктопроводе, транспортирующим ШФЛУ, которая произошла под Уфой на 1710 км Башкирского отделения Куйбышевской железной дороги, в ночь с 3 на 4 июня 1989 г. [1].

Магистральный трубопровод с рабочим давлением 3,5-3,8 МПа проходил по холмистой, покрытой лиственными лесами, местности. Склон ближайшего холма до железной дороги был прорезан глубоким оврагом. Протяженность трубопровода между соседними насосными станциями составляла 555 км, диаметр труб Ду 700 мм. Отключающая арматура с электроприводом по трассе была установлена через 10 - 13 км. Из-за отсутствия сигнализации о снижении давления и дистанционных средств управления в системе не удалось оперативно блокировать аварийный участок трубопровода. Выброс ШФЛУ произошел вследствие разрушения продуктопровода на расстоянии 900 м от полотна железной дороги.

Пары углеводородов, испаряющиеся с растекающейся и обширной (вследствие особенностей рельефа местности) поверхности пролива заполнили ложбину у железной дороги. Облако топливно-воздушной смеси распространилось над поверхностью земли на расстояние более 900 м и достигло железной дороги. Идущие навстречу друг другу поезда вызвали турбулизацию смеси и ее воспламенение. В зоне взрыва оказались два пассажирских поезда, в которых находились 1284 человека. При катастрофе погибли или получили разной степени тяжелые повреждения 1224 человека. Следствием катастрофы явилось ужесточение требований безопасности, в том числе внесение дополнений в СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» в части существенного увеличения минимальных расстояний от магистральных продуктопроводов до населенных пунктов.

На сегодняшний день СНиП 2.05.06-85* содержит требования, ограничивающие не только минимальные допустимые расстояния до населенных пунктов и объектов инфраструктуры, но и диаметр трубопровода (не более Ду400). Зачастую (в условиях реконструкции магистральных продуктопроводов расположенных вблизи населенных пунктов) выполнение этих требований является экономически невыгодным или вообще невозможным. Кроме того существующая сеть магистральных продуктопроводов для перекачки ШФЛУ по большей части построена до корректировки СНиП 2.05.06-85*, связанной с аварией под Уфой в 1989 г., и часто выполнена из труб более Ду400. Для обоснования отступлений от нормативных расстояний применяются как организационно-технические мероприятия, так и уточнение опасных зон, а также сравнение

полученных с помощью всесторонней оценки риска показателей с фоновыми и приемлемыми уровнями риска.

В данной статье на примере типичного продуктопровода рассматриваются метод и результаты оценки риска аварий на примере реконструируемого магистрального продуктопровода, транспортирующего ШФЛУ. Трубопровод диаметром Ду 500 расположен в Тюменской области, имеет протяженность более 300 км и соединяет ряд газоперерабатывающих заводов. По трассе имеются многочисленные (более 50 мест) сближения продуктопровода к населенным пунктам, производственным объектам, железным и автодорогам на расстояние, значительно меньшее допустимого по СНиП 2.05.06-85*.

В связи со сложностью процессов, происходящих при выбросе ШФЛУ, особую важность приобретает корректный расчет массы утечек при аварийной разгерметизации продуктопровода с учетом вероятности их возникновения. На Рис. 1 приведено распределение средневзвешенной по всем рассмотренным сценариям возможных аварий массы выброса ШФЛУ по трассе трубопровода с усреднением для каждого километра. Масса выброса варьируется от десятков до сотен тонн. При расчете объема выброса использовалась адаптированная к особенностям двухфазного истечения модель [3, 4], учитывающая физические процессы, характерные для аварийного истечения из протяженных трубопроводных систем.

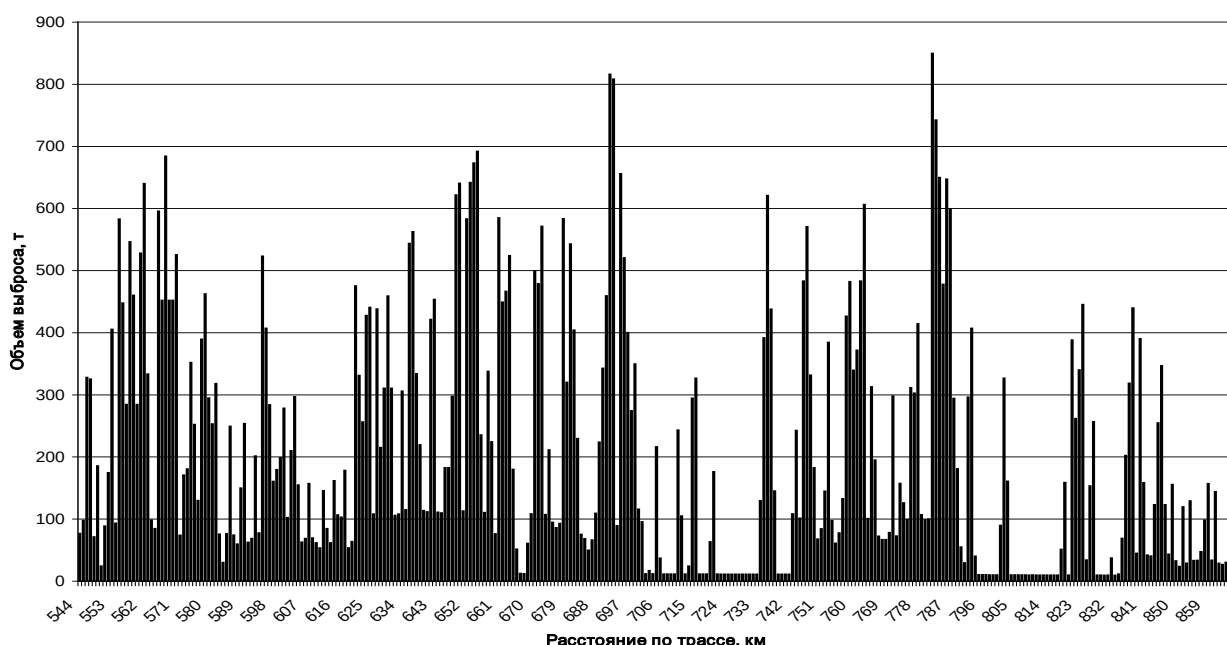


Рис. 10 Распределение средневзвешенной по всем сценариям возможных аварий массы утечки ШФЛУ по трассе продуктопровода

Размеры зон действия поражающих факторов при авариях на линейной части трубопровода обусловлены:

- скоростью выброса ШФЛУ из отверстия (что в свою очередь зависит от размера отверстия и давления на месте разгерметизации в трубопроводе и возможными условиями вскипания жидкости в трубопроводе);
- размерами площади пролива ШФЛУ (объемами выброса, рельефом местности);
- характером наведенного течения в атмосфере на месте выброса;
- условиями вскипания и испарения ШФЛУ;
- условиями рассеяния выброса и в частности рельефом местности;
- возможностью воспламенения ШФЛУ.

Для данного объекта определены размеры следующих зон поражения:

- размеры зоны поражения пламенем и тепловым излучением при пожаре пролива ШФЛУ;
- размеры зоны поражения пламенем и тепловым излучением при формировании горящего факела на трубопроводе;

- размеры зоны поражения открытым пламенем и ударной волной при сгорании дрейфующего в атмосфере облака.

Согласно расчетам последствий аварии по трассе при сгорании дрейфующего облака размер зоны поражения варьируется в очень широких пределах (рис. 2): от нескольких десятков (40-50 м - утечка через свищ, при высоких скоростях ветра и низких температурах окружающей среды) до нескольких сотен метров (1150 м - при гильотинном разрыве трубопровода, низких скоростях ветра, плохих условиях рассеяния и высоких температурах окружающей среды).

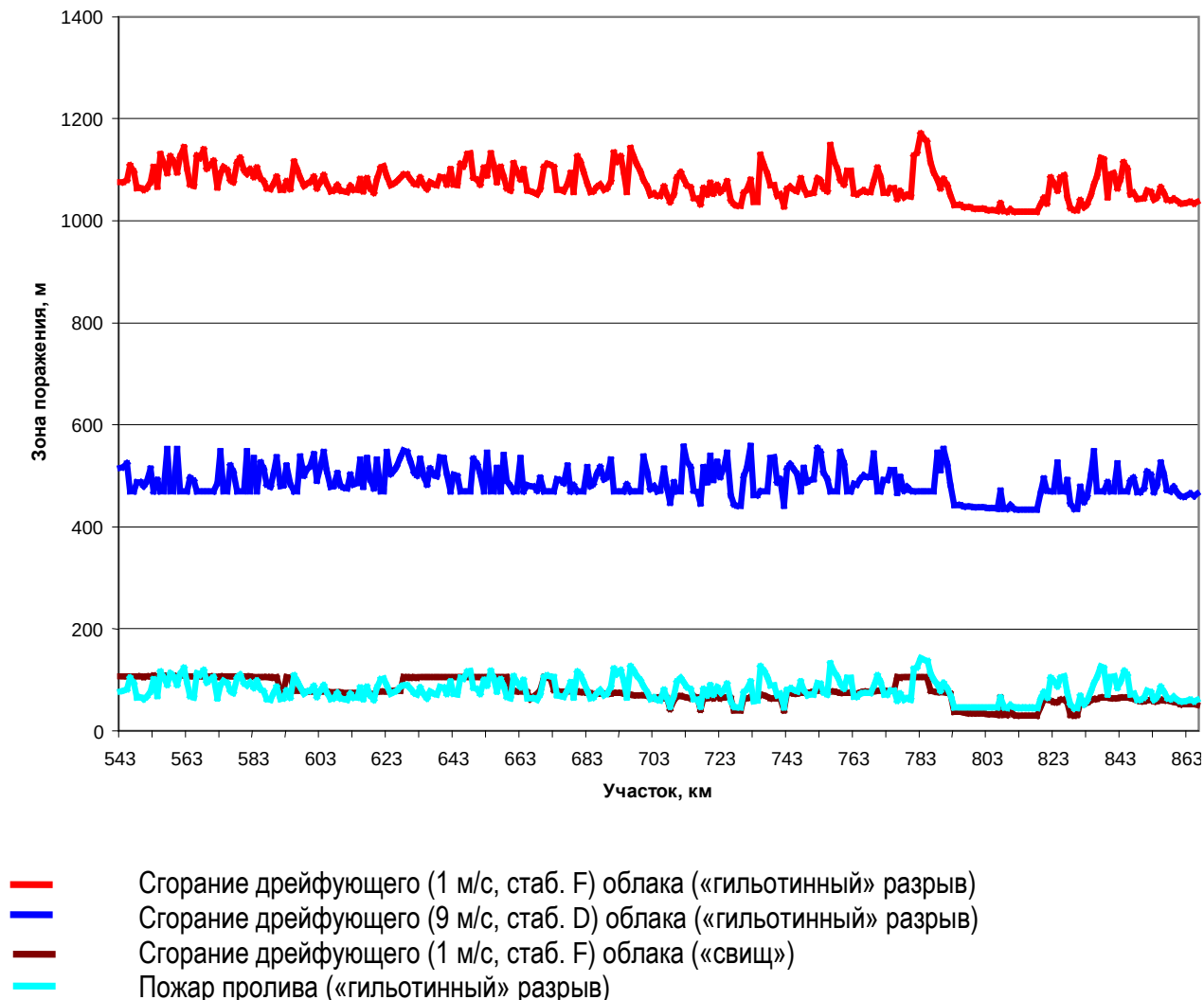


Рис. 11 Размеры зон смертельного поражения по трассе продуктопровода ШФЛУ

При аварийном выбросе ШФЛУ из трубопровода люди могут погибнуть только в случае реализации сценариев с загоранием облака или разлива ШФЛУ. Наиболее опасными, с точки зрения возможного числа пострадавших, являются места прохождения трубопровода вблизи населенных пунктов и производственных/сельскохозяйственных объектов, где работают люди, на удалении до 1150 м. Таких мест на трассе достаточно много и количество людей, попадающих в опасную зону, составляет более 8000 чел. В населенных пунктах и организациях, расположенных вблизи трубопровода количество пострадавших может достигать нескольких сотен человек. В местах пересечения с транспортными артериями количество пострадавших варьируется от нескольких человек до нескольких сотен в зависимости от типа коммуникаций (авто- или железные дороги, реки).

Кроме определения числа пострадавших был оценен и ущерб от возможных аварий на продуктопроводе. Для определения ущерба, связанного с утратой перекачиваемого продукта, было

использовано понятие «потери ШФЛУ от аварии». При ликвидации последствий аварии продуктопровод должен быть полностью освобожден от остатков ШФЛУ (в пределах участка, отключаемого запорной арматурой), которые удаляются из трубопровода и сжигаются в специальных амбарах. Таким образом, убытки эксплуатирующей организации от потерь ШФЛУ при аварии складываются как из стоимости вытекшего при аварии продукта, так и стоимости ШФЛУ, сожженного при опорожнении трубопровода.

Согласно данным ВНИИГАЗа [5] частота аварий на магистральных продуктопроводах ШФЛУ может быть принята равной 0,15 1/год/1000 км. Кривая, характеризующая зависимость частоты возникновения выброса больше некоторого количества приведена ниже (рис. 3).

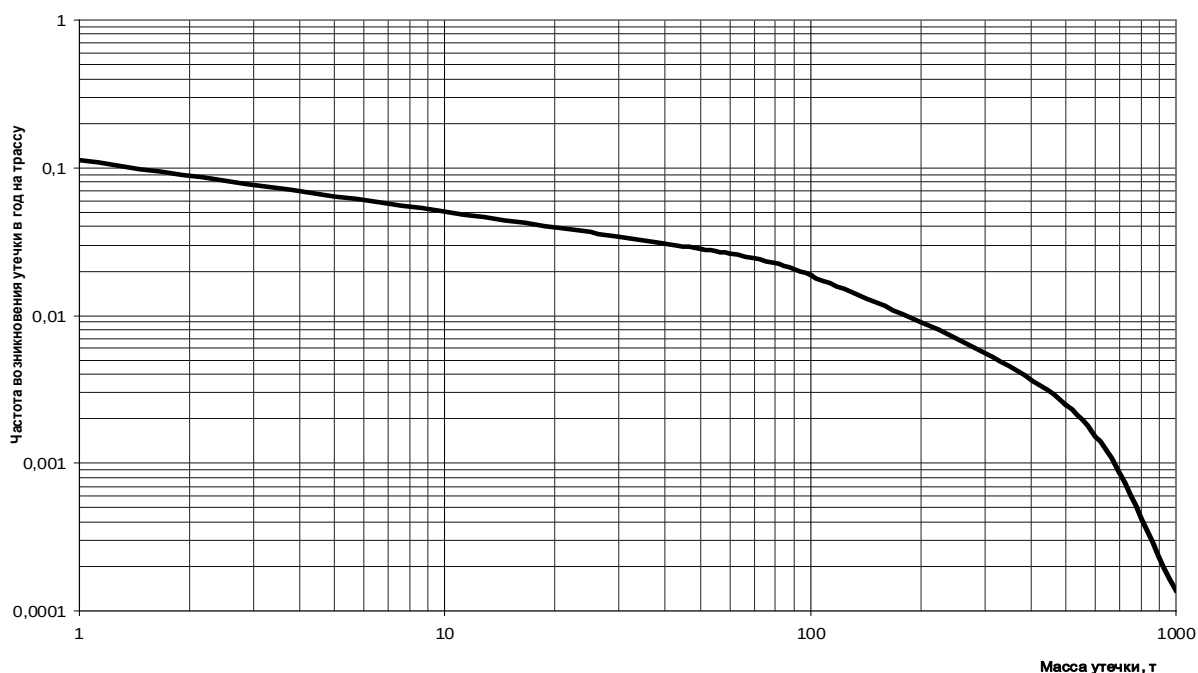


Рис. 12 Частота возникновения аварийных ситуаций с утечкой ШФЛУ выше указанной величины

Для оценки показателей риска было рассмотрено около 15 000 000 конкретных реализаций аварийных ситуаций. Аварии рассматривались на трубопроводе с шагом 100 м (3240 точек на всю трассу). Для каждой точки рассматривались аварии с четырьмя вариантами разгерметизации трубопровода: свищ, маленькая трещина, средняя трещина и большая трещина («гильотинный» разрыв). Каждая авария рассматривалась при определенных погодных условиях (одно из 8 направлений ветра, один из 12 месяцев года, один из 3 диапазонов ветра - 1, 3 или 9 м/с, одно из двух времен суток – день или ночь). По всем этим сценариям с учетом вероятности инициирующего события (разгерметизация трубопровода) построено поле потенциального риска, фрагмент которого для последних километров трассы представлен на рисунке (рис. 4). Уровень 10^{-6} 1/год достигается на расстоянии 50-100 м от трубопровода и лишь на отдельных участках трассы; уровень 10^{-7} 1/год – на расстоянии 250-350 м; 10^{-8} 1/год - на 500-700 м, а 10^{-9} 1/год - на 800-1000 м. Указанные расстояния значительно меньше расстояний, указанных в СНиП 2.05.06-85*.

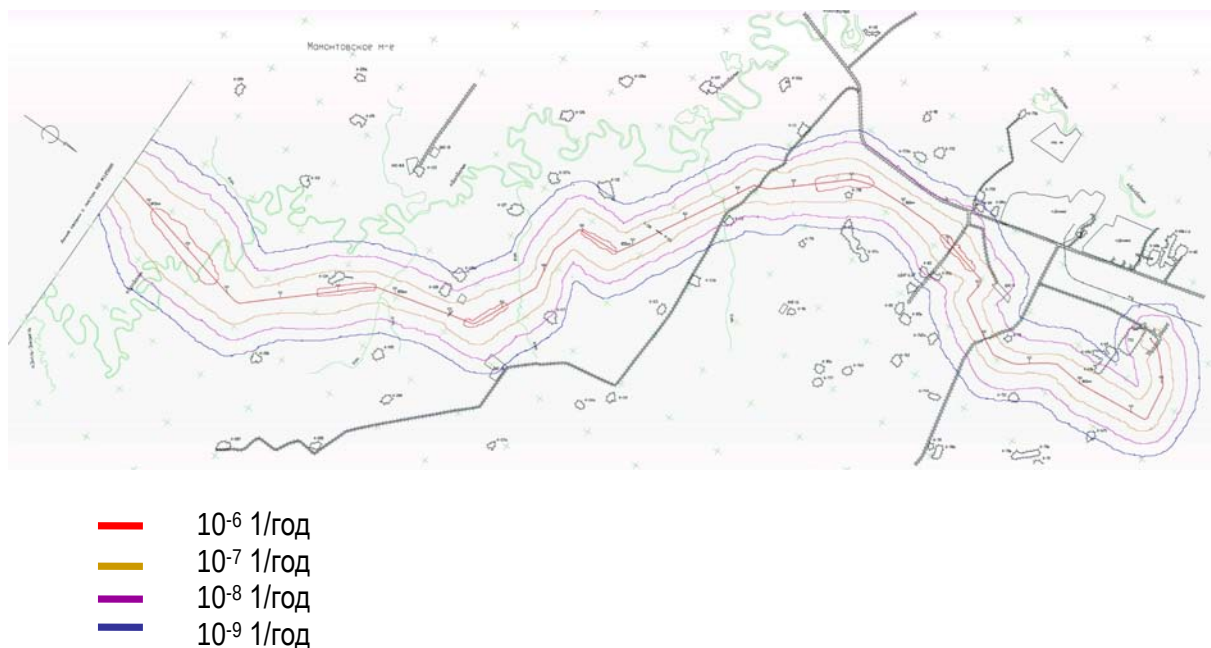


Рис. 13 Поле потенциального территориального риска участка магистрального продуктопровода

Обобщенные показатели риска по трассе продуктопровода представлены ниже (табл. 1).

Таблица 4. Обобщенные показатели риска линейной части декларируемого продуктопровода ШФЛУ

Показатель риска	Размерность	Значение
Частота аварий на трассе (324 км)	1/год	0,097
Частота аварий на 1000 км трассы	1/год/1000 км	0,15
Средняя масса утечек ШФЛУ при аварии	тонн	200
Средняя масса потерь ШФЛУ при аварии	тонн	900
Ожидаемые утечки ШФЛУ	т/год/1000 км	60
Ожидаемые потери ШФЛУ	т/год/1000 км	270
Ожидаемая по трассе средняя масса утечек ШФЛУ	т/год/трасса	20
Ожидаемая по трассе средняя масса потерь ШФЛУ	т/год/трасса	90
Средний размер ущерба, в том числе:	тыс. руб.	2800
средний размер платы за загрязнение ОС при аварии	тыс. руб.	100
средние потери ШФЛУ при аварии в денежном выражении	тыс. руб.	2700
Интегральный риск, в том числе:	тыс. руб/год	270
интегральный риск загрязнения окружающей среды для всей трассы	тыс. руб/год	10
интегральный риск потерь ШФЛУ для всей трассы в денежном выражении	тыс. руб/год	260
Удельный риск, в том числе:	руб/год/км	840
удельный риск загрязнения ОС	руб/год/км	20
удельный риск потерь в денежном выражении	руб/год/км	820

Коллективный риск гибели людей, находящихся в населенных пунктах и на производственных/сельскохозяйственных объектах в окрестности трубопровода составил $2,5 \times 10^{-3}$ человек в год; средний индивидуальный риск – $3,0 \times 10^{-7}$ 1/год.

Большая часть населения, проживающего в населенных пунктах вблизи трассы, и персонала, занятого на производственных объектах, расположенных вдоль трассы, находятся в зоне потенциального риска около 10^{-7} 1/год. Многие места сосредоточения людей (более 300 человек) находятся в зонах потенциального риска 10^{-8} - 10^{-9} 1/год. Индивидуальный риск для большинства (около 90%) людей, составляет около 10^{-7} 1/год, что соответствует понятию безопасного уровня в мировой практике и намного меньше фоновых показателей риска.

Эффективность технических решений по обеспечению безопасности анализируемого трубопровода (более частое его секционирование, применение современных систем обнаружения утечек, устройство защитных валов, переукладка и стресс-испытания труб в местах опасных сближений и др.) также может быть подтверждена количественными оценками риска.

Предлагаемый методический подход к оценке риска, основанный на математическом моделировании физических явлений при развитии аварии на типичном трубопроводе с ШФЛУ, может использоваться для совершенствования методических документов по оценке риска аварий, а также для обоснования внесения изменений в действующие нормативные документы, специальные технические условия и технические регламенты, содержащие требования по размещению объектов, на которых обращаются сжиженные газы, в том числе в технический регламент «О безопасности магистрального трубопроводного транспорта, внутрипромысловых и местных распределительных трубопроводов»¹⁶.

Литература

1. Бесчастнов М.В., Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение, 1991, Химия, М., 432 с.
2. Маршалл В., Основы опасности химических производств: Пер. с англ., 1989, Мир, М., 672 с.
3. Сумской С.И., О влиянии начальных данных на результаты расчета показателей риска магистральных нефтепроводов, Семинар «Об опыте декларирования промышленной безопасности и страхования ответственности. Развитие методов оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Тезисы докладов, 2004, стр. 45-49
4. Дадонов Ю.А., Дегтярев Д.В., Кручинина И.А., Лисанов М.В., Сумской С.И., Бурдачев В.Е., Оценка риска аварий на магистральном аммиакопроводе «Тольятти-Одесса», Безопасность труда в промышленности, 2003, №10.
5. Сравнительный анализ уровня безопасности продуктопровода ШФЛУ диаметром 420 мм и конденсатопровода «Уренгой-Сургут» диаметром 720 мм на основании численного моделирования аварий на этих трубопроводах и сопоставления зона аварийного воздействия, Отчет о научно-исследовательской работе, 2004, ООО «ВНИИГАЗ», 144 с.

¹⁶ Подробнее см. на сайтах www.safety.ru и <http://safety.moy.su/>.