



О методическом обеспечении анализа риска на магистральных нефтепроводах

Дегтярев Денис Владиславович,
научный сотрудник
(ЗАО НТЦ ПБ)
группа компаний «Промышленная
безопасность»
Tel/fax (495) 620-47-50
e-mail: risk@safety.ru
www.safety.ru, www.riskprom.ru

Специалистами ГК «Промышленная безопасность» разработаны все нормативные правовые документы, регламентирующие декларирование промышленной безопасности, в том числе:

- РД-03-14-2005 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в неё сведений» (утв. Приказом Ростехнадзора от 29.11.05 № 893);
- ПБ 03-314-99 «Правила экспертизы декларации промышленной безопасности» (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 07.09.99 № 65);

а также большинство методических документов по анализу риска:

- РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» (утв. Госгортехнадзором России 10.07.01 №30);
- Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.12.99, согласовано Госгортехнадзором России);
- Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» (СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, участие в разработке);
- РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утв. Госгортехнадзором России 26.06.01);
- РД-03-26-2007 «Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ». (Утв. Ростехнадзором 14.12.2007 г. № 859);
- РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах» (утв. Госгортехнадзором России 25.07.00) и др.

Разработка проектов 11 технических регламентов, в т.ч.

«О безопасности магистрального трубопроводного транспорта, внутрипромысловых и местных распределительных трубопроводов»,

«О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения нефти и газа»

Практика: более 200 работ по анализу риска аварий на ОПО с 1994 г., в т.ч. по проектам Сахалин-1, Сахалин-2, трубопроводам КТК, БТС, АК «Транснефть», ОАО «Газпром»

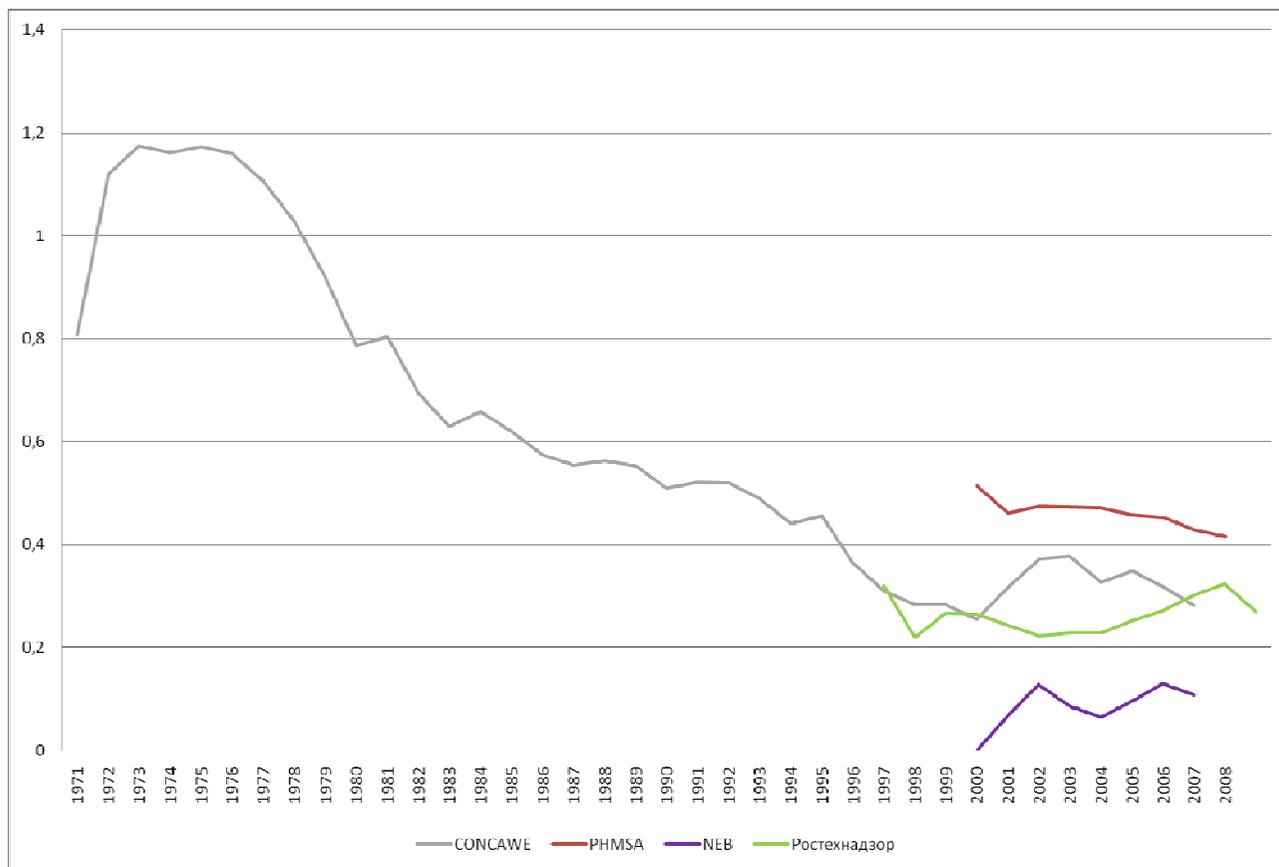
Объекты магистрального трубопроводного транспорта (данные Ростехнадзора)

Общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов превышает 240 тыс. км., включая:

- магистральные газопроводы (МГ) – 166 тыс. км;
 - магистральные нефтепроводы (МН) – 52,2 тыс. км;
 - магистральные продуктопроводы – 21,8 тыс. км;
 - аммиакопроводы – 1,4 тыс. км
- Около 40 % протяженности магистральных трубопроводов отработало более 30 лет.



Удельная частота аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в России (-----) и за рубежом



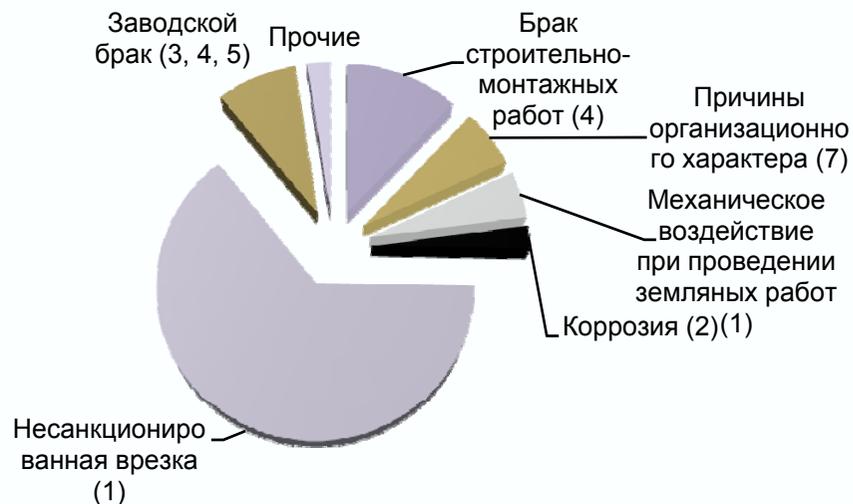
Россия:

Нефтепроводы: $\lambda = 0,27$ аварий/год/1000 км

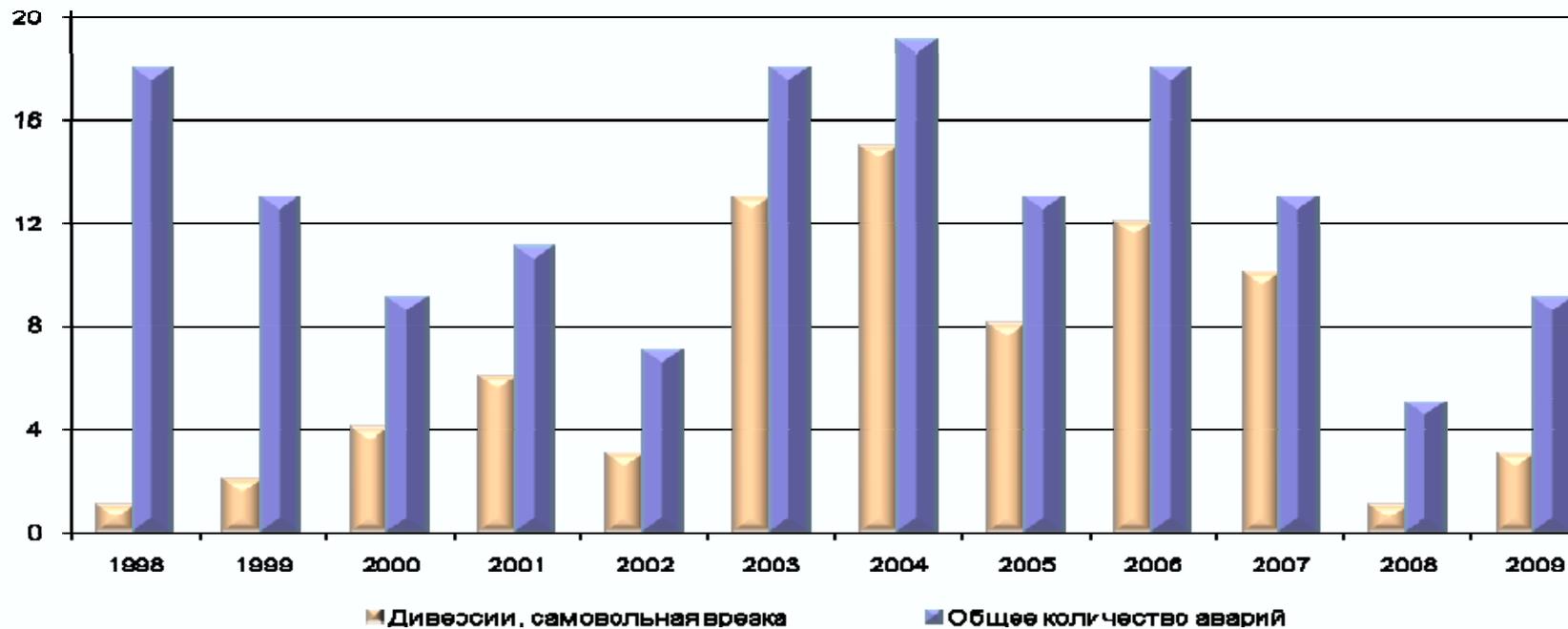
Нефтепродуктопроводы: $\lambda = 0,06$ аварий/год/1000 км

Аварийность на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в России

| Причины (№ группы факторов по /4/) | Количество аварий, шт. | | | | | | | | Всего: | |
|--|--|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|----------------------|------------|--------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | шт. | % | |
| | Брак строительного-монтажных работ (4) | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 4 | 2 | 10 | 12.05% |
| Причины организационного характера (7) | 0 | 0 | 3 | 0 | 2 | 0 | 0 | 5 | 6.02% | |
| Механическое воздействие при проведении земляных работ (1) | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 4 | 4.82% | |
| Коррозия (2) | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2.41% | |
| Несанкционированная врезка (1) | 15 | 8 | 12 | 10 | 2 | 4 | 2 | 53 | 63.86% | |
| Заводской брак (3, 4, 5) | 2 | 2 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 7 | 8.43% | |
| Прочие | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 2.41% | |
| ИТОГО: | 19 | 13 | 18 | 13 | 5 | 11 | 4 | 83 | 100 | |
| Средняя интенсивность аварий, 1/(1000 км·год) | 0,38 | 0,26 | 0,37 | 0,25 | 0,1 | 0,05 | 0,09 | за 7 лет λср. = 0,27 | | |



Аварийность на МН



**Пожар, взрыв при аварии на резервуарном парке ЛПДС «Конда»
ОАО «Сибнефтепровод» АК «Транснефть» 22.08.09**

Удар молнии в резервуар РВС-20000 № 7 → возгорание нефти → взрыв РВС-20000 № 8 → выброс горячей нефти → воспламенение РВС-20000 № 5 → выброс горячей нефти → воспламенение РВС-20000 №4 , НПС-2



**Последствия аварии на резервуарном парке ЛПДС «Конда»
ОАО «Сибнефтепровод» АК «Транснефть» 22.08.09**

Погибло 4 пожарных, разрушено 3 резервуара, ущерб предприятию - 146,2 млн. руб.
Расчет зон разрушений по РД 03-409-01: P=70 кПа – 53 м, P=3,6 кПа – 536 м.



Нормативные правовые требования о проведении анализа опасностей и риска

1. **Федеральный закон “О промышленной безопасности опасных производственных объектов” от 21.07.97 № 116-ФЗ;**
2. **Федеральный закон “О газоснабжении в Российской Федерации” (принят Государственной Думой 12.03.99);**
3. **Федеральный закон от 2 июля 2008 г. №123-ФЗ “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»**
4. **Нормативные правовые акты по декларированию промышленной безопасности и пожарной безопасности (РД-03-14-2005, ПБ 03-314-99, утв. Госгортехнадзором России, приказы МЧС России);**
5. **Постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти нефтепродуктов»;**
6. **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»;**
7. **О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. №87)**



Основные методические документы по оценке риска аварий на ОПО трубопроводного транспорта

1. «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» РД 03-418-01 (утв. Госгортехнадзором России 10.07.01 №30)
2. ГОСТ Р 51901.1-2002. Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем.
3. Методические рекомендации по разработке декларации промышленной безопасности». РД 03-357-00 (утв. Госгортехнадзором России 26.04.00 № 23).
4. **«Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах»** (утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.12.99, согласовано Госгортехнадзором России 07.07.99 № 10-03/418.);
5. **СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».**
6. **Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах** (утв. Приказом МЧС России №404 от 04.07.2009 с изменениями от 14.12.2010 №649)
7. «Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ» РД-03-26-2007 (утв. Ростехнадзором 14.12.07 №859);
8. «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» РД 03-409-01 (утв. Госгортехнадзором России 26.06.01)
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. - М.: Госстандарт России, 1992. - 78 с.
10. ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (пожар пролива, огненный шар)

New

Основные недостатки Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 №404 с изм. от 14.12.2010 №649)

- ❑ 1) игнорирование отечественного опыта и документов по оценке риска, в т.ч. стандартов ОАО "Газпром", АК «Транснефть»;
- ❑ 2) использование зарубежной статистики для расчетов вероятности аварии, противоречащей данным по аварийности на магистральных трубопроводах в России;
- ❑ 3) необоснованность предположения о единых закономерностях аварийного разрыва магистральных трубопроводов жидкости и газа;
- ❑ 4) отсутствие методики расчета истечения вещества и оценки последствий;
- ❑ 5) возможность "подгонки расчетов" под необоснованные критерии допустимого социального риска.

$$S = \max \{ S_1, S_2, \dots, S_p, \dots, S_Q \}$$

Последствия внедрения МЧС Методики расчета пожарного риска магистральных трубопроводов:

- ❑ Трудности при прохождении госэкспертизы проектов, фактический запрет стандартов ОАО "Газпром", ОАО "АК "Транснефть»;
- ❑ Дублирование работ по анализу риска для одного объекта.

Подробнее см. www.Riskprom.ru



Федеральный закон от 2 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

Статья 93. Нормативное значение пожарного риска производственных объектов

... Величина индивидуального пожарного риска:

в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не должна превышать ----- 10^{-6} в год.

... допускается увеличение индивидуального пожарного риска до 10^{-4} в год.

При этом должны быть предусмотрены компенсирующие меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

... для людей, находящихся в селитебной зоне...,

не должна превышать ----- 10^{-8} в год.

Величина социального пожарного риска воздействия опасных факторов пожара ... для людей, находящихся в селитебной зоне ... не должна превышать 10^{-7} в год.

Проблемы:

Для ряда ОПО трубопроводного транспорта газа (газоснабжения),
в т.ч. вблизи селитебной зоны, критерии пожарного риска

не выполняются и не могут быть выполнены

Анализ риска при разработке СТУ

- Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- приказ Минрегиона от 01.04.2008 №36 «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».

Работы ЗАО НТЦ ПБ по анализу риска по обоснованию минимальных безопасных расстояний для:

- ❑ продуктопровода ШФЛУ «Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский НХК» объекта «Незавершенный строительством магистральный продуктопровод «Губкинский ГПЗ – Нижневартовский ГПЗ – Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский НХК», протяженностью 976,4 км (по заказу Сибур-Холдинг);
- ❑ нефтепровода «Тихорецк-Туапсе-2», участок Тихорецк-Заречье (по заказу АК «Транснефть»);
- ❑ газопровода-подключения ООО «РН-Туапсинский НПЗ» к магистральному газопроводу «Джубга-Лазаревское-Сочи»;
- ❑ продуктопровода ШФЛУ ОГПЗ-НХК Самарской области (Сибур-Холдинг) и т.д.

Оценка влияния групп факторов ρ_i на основе анализа аварийности МН

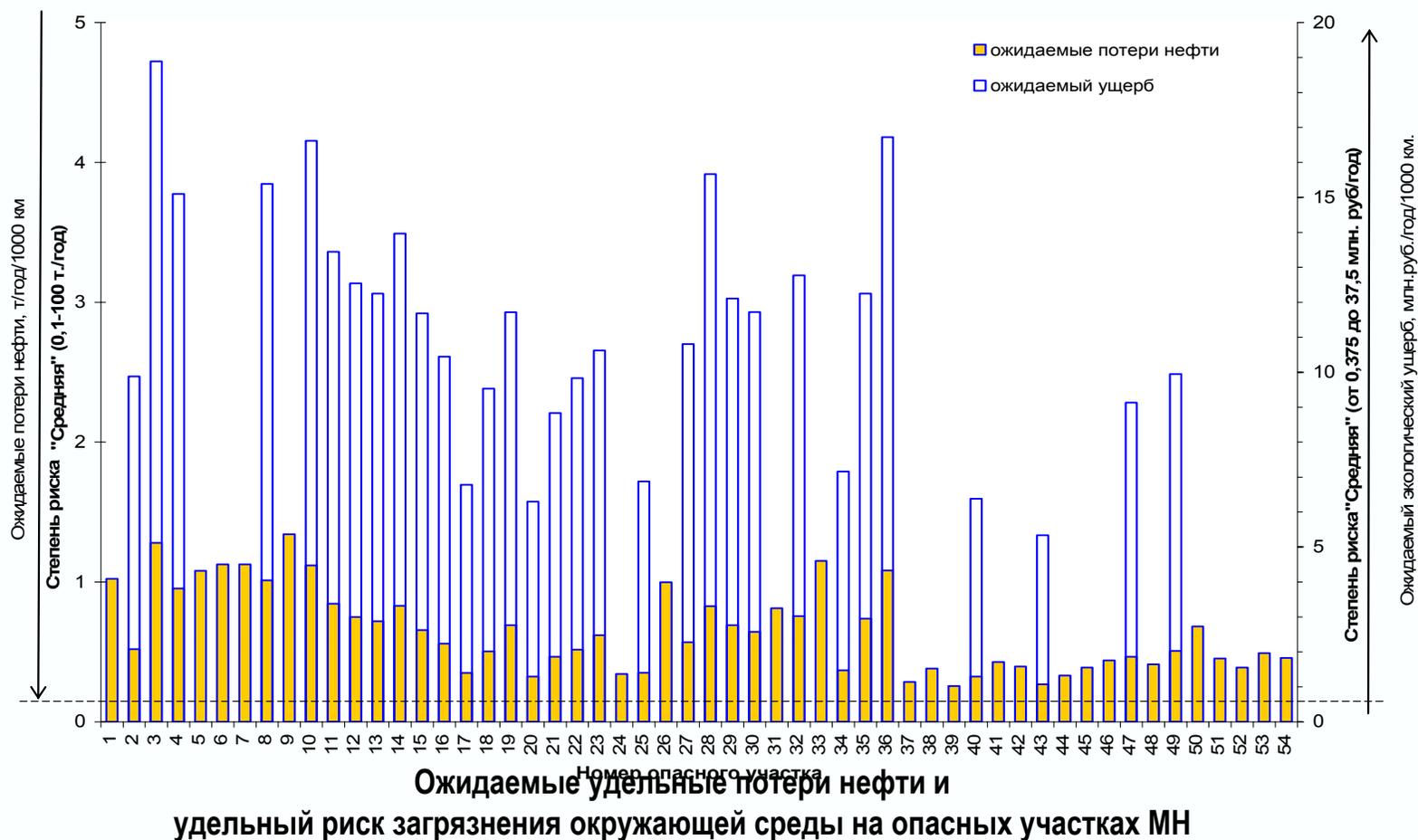
| Причины (№ группы факторов по /4/) | Количество аварий, шт. | | | | | | |
|--|------------------------|------|------|------|------|-------------------------|------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | Всего: | |
| | | | | | | шт. | % |
| Брак строительного-монтажных работ (4) | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 4 | 5,9 |
| Причины организационного характера (7) | 0 | 0 | 3 | 0 | 2 | 5 | 7,4 |
| Механическое воздействие при проведении земляных работ (1) | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 4 | 5,9 |
| Коррозия (2) | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1,5 |
| Несанкционированная врезка (1) | 15 | 8 | 12 | 10 | 2 | 47 | 69,1 |
| Заводской брак (3, 4, 5) | 2 | 2 | 0 | 3 | 0 | 7 | 10,3 |
| Прочие | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 |
| ИТОГО: | 19 | 13 | 18 | 13 | 5 | 68 | 100 |
| Средняя интенсивность аварий, 1/(1000 км·год) | 0,38 | 0,26 | 0,37 | 0,25 | 0,1 | за 5 лет лср. = 0,27 | |

| Обозначение и наименование группы факторов | | Доля группы, ρ_i |
|--|--|-----------------------|
| Гр ₁ | Внешние антропогенные воздействия | 0.75 |
| Гр ₂ | Коррозия | 0.01 |
| Гр ₃ | Качество производства труб | 0.03 |
| Гр ₄ | Качество строительного-монтажных работ | 0.05 |
| Гр ₅ | Конструктивно-технологические факторы | 0.08 |
| Гр ₆ | Природные воздействия | 0.05 |
| Гр ₇ | Эксплуатационные факторы | 0.03 |
| Гр ₈ | Дефекты тела трубы и сварных швов | 0 |

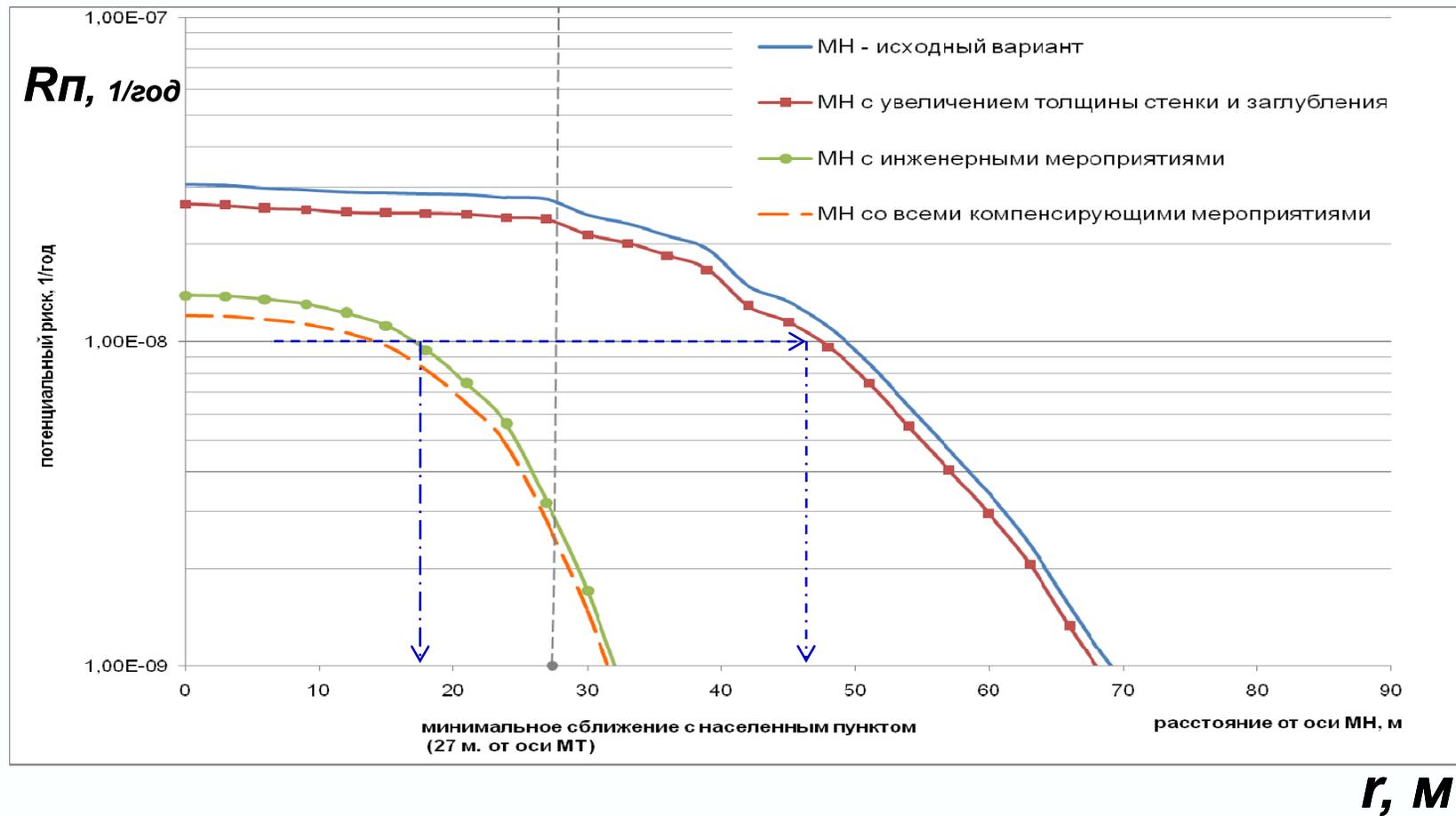
Балльная оценка частоты аварии с учетом компенсирующих мероприятий (фрагмент)

| Обозначение и наименование фактора влияния | | Доля группы факторов, р | Доля факторов в группе, q | Содержание исходной информации | Балльная оценка | | Примечание |
|---|---|-------------------------|---------------------------|---|-----------------------|-----------------------|--|
| | | | | | без учета мероприятий | с учетом мероприятий | |
| F ₁₁ | Минимальная глубина заложения подземного МН | 0,75 | 0,2 | Фактическая толщина слоя грунта h, м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН | 0,83 | 0 | Нормативное заглубление – 0.8м. С учетом мероприятий – 1.8 м. |
| ... | | | | | | | |
| ИТОГО по участку | | | | | | | |
| Балльная оценка участка F _n | | | | | 1,481 | 1,285 | |
| Балльная оценка среднестатистического действующего нефтепровода | | | | | 3 | | |
| «Базовая» интенсивность аварий λ, 1000/(км*год) | | | | | 0,027 | | |
| Удельная частота λ _п , 1000/(км*год) | | | | | 0,0133 | 0,0116 | |
| Частота аварии на n участке, 1/год | | | | | 1,78*10 ⁻⁵ | 1,55*10 ⁻⁵ | |

Пример: анализ риска для СТУ на проектирование магистрального нефтепровода «Тихорецк-Туапсе-2» (182-247 км) ОАО «Черномортранснефть» (апрель 2010 г.)



Влияние компенсирующих мероприятий на зависимость потенциального риска гибели людей $R_{п}$ (1/год) от расстояния до оси трубопровода r (м) при авариях на участке нефтепровода «Тихорецк-Туапсе»



**СТУ на проектирование магистрального нефтепровода
Тихорецк-Туапсе-2» (участок 182-247 км)
ОАО «Черномортранснефть»**

В результате количественного анализа риска рассматриваемого МН:

▪ проанализировано влияние проектных решений на показатели риска, в том числе увеличение *толщины стенки трубы, глубины залегания, прокладки «труба в трубе», строительство дамб и иных мероприятий, компенсирующих вынужденные отступления от требований табл.4* СНиП 2.05.06-85**;

▪ показано, что при внедрении компенсирующих мероприятий минимальное безопасное расстояние от рассматриваемого нефтепровода до соседних объектов, соответствующее уровню

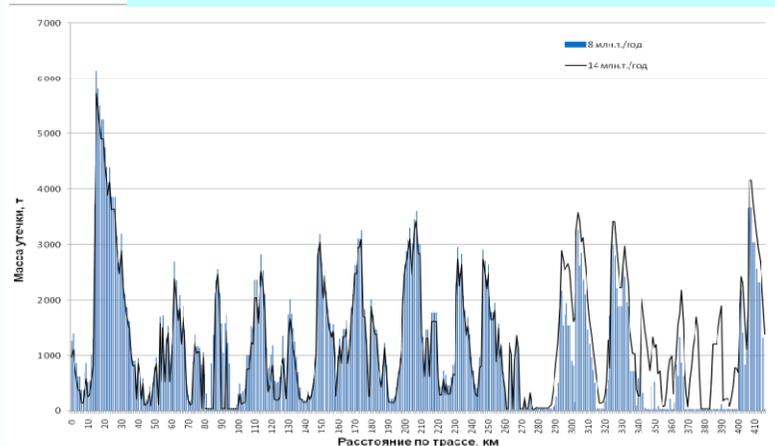
1) индивидуального риска гибели людей - **10^{-8} год⁻¹,**

2) приемлемого экологического риска - **375 тыс. руб/год)**

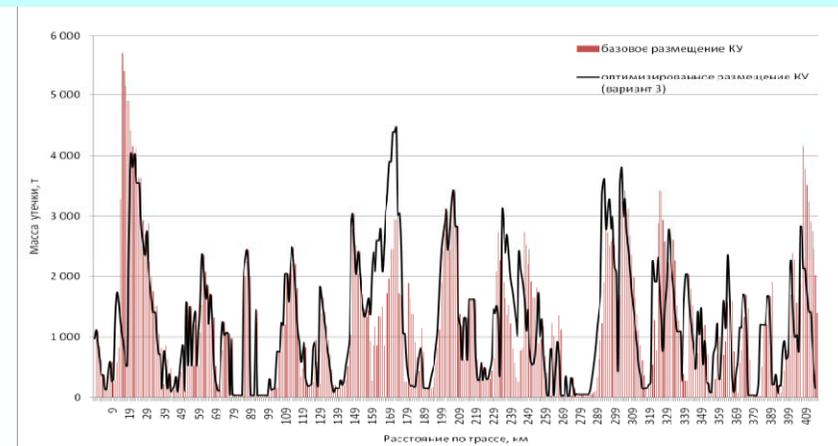
может быть снижено до **30 м вместо 150 м** по СНиП 2.05.06-85*.

Оценка риска продуктопровода ШФЛУ «ЮБ ГНС – ТНХ»: анализ влияния технологических параметров (L=417 км)

а) увеличение производительности
с 8 до 14 млн.т./год;



б) сокращение КУ с 29 (по СНиП) до 24

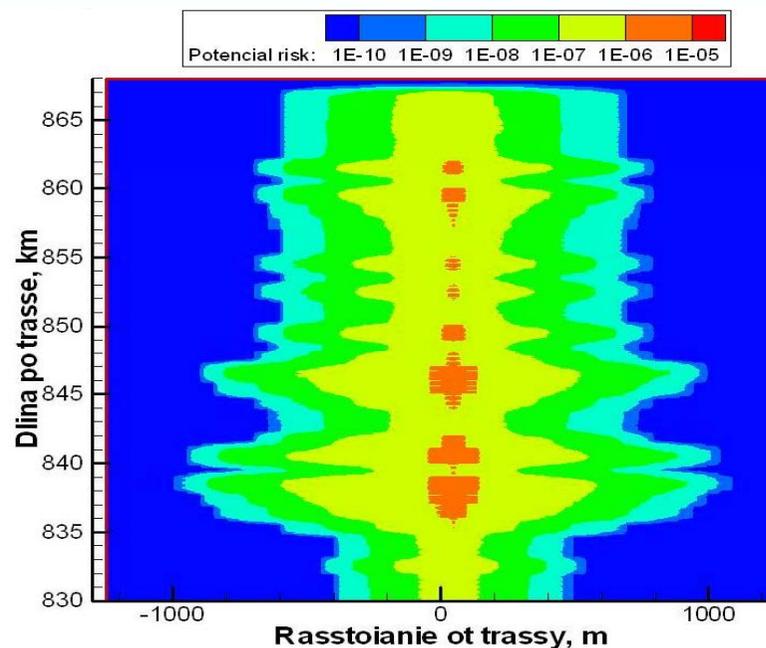
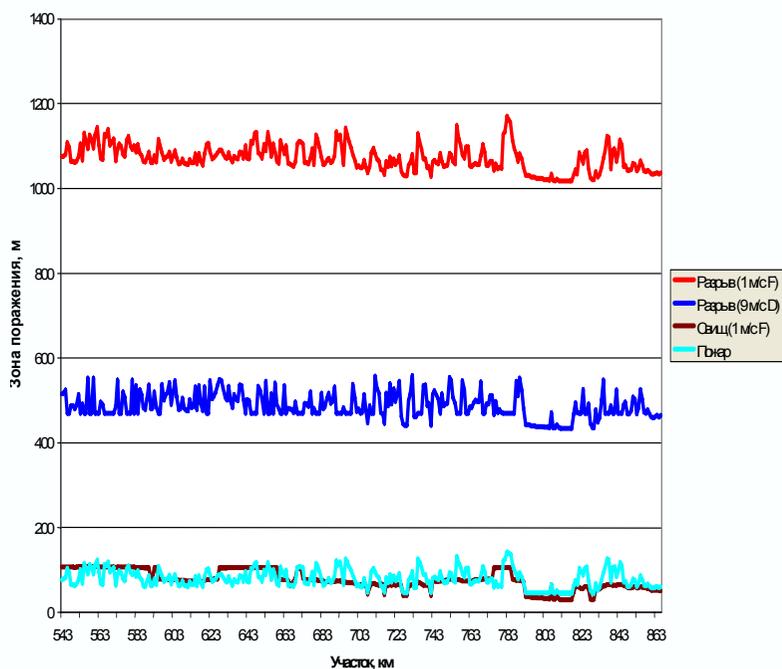


Из расчета следует, что:

- 1) размер зон поражения при потенциальном риске на их границе 10^{-6} - 10^{-8} в год составляет 300-800 м, что существенно меньше безопасных расстояний по СНиП 2.05.06-85* - 2-5 км;
- 2) размещение запорной арматуры практически не влияют на максимальные размеры зон поражения и риск гибели людей, но влияет на размер экологического ущерба и потери продукта (аналогично газопроводам).

Реальные размеры зон смертельного поражения по трассе продуктопровода ШФЛУ

на примере продуктопровода Губкинский ГПЗ – Южно-Балыкский ГПЗ, Ду 500, протяженность 324 км



Безопасные расстояния:

1. СНиП 2.05.06-85* : _____ **1,5 – 5,0 км**

2. Р а с ч е т:

смертельное поражение _____ менее **1,2 км,**

вероятности гибели человека 10^{-6} в год - **0,2 км**

10^{-8} в год - **0,5 км.**

Основные проблемы обеспечения безопасности трубопроводного транспорта

- ❑ **Несовершенство или отсутствие методических документов по анализу риска, в т.ч. аварий с выбросом многофазных сред, аварий на морских трубопроводах, а также расчета площади разлива нефти, нефтепродуктов в реальных условиях;**
- ❑ **Противоречия положений новой методики МЧС России по расчету частоты аварий на МТ (утв. приказом №404) с действующими методическими документами (ОАО «Газпром», АК «Транснефть»);**
- ❑ **Несовершенство Постановления Правительства РФ от 21.08.00 № 613, завышающие расчеты объемы утечек нефти до 10 и более раз по сравнению с реальными условиями эксплуатации и реагирования на аварийный разрыв МН**
- ❑ **Несовершенство порядка согласования СТУ согласно приказу Минрегиона от 01.04.2008 №36 «О порядке разработки и согласования специальных технических условий...», связанное с отсутствием критериев достаточности компенсирующих мероприятий, отсутствие порядка экспертизы СТУ, проявление субъективизма экспертов по механической безопасности (устойчивости конструкций), нечеткость/отсутствие полномочий Ростехнадзора в согласовании СТУ.**

Типичные ошибки при расчете объемов утечки нефти

- ❑ 1) Игнорирование нестационарности переходных процессов при аварийной разгерметизации протяженного магистрального трубопровода при временах, за которые останавливаются насосы, срабатывают задвижки;
- ❑ 2) использование формул гидростатики Бернулли, квазистатического приближения для гидродинамического процесса при разрывах трубопроводов;
- ❑ 3) неучет возможности образования парогазовой полости в нефти в условиях действия волны разгрузки (*например, в «перевальных точках»*);
- ❑ 4) завышение объемов разлива в случае перекачки нефти при «неполном сечении» трубопровода (*например, при погрузке нефти на терминалах*) и т.д.

Опыт использования методологии анализа риска аварий (по РД 03-418-01)

Анализ риска – одна из процедур обоснования мер безопасности, включающая идентификацию опасностей, оценку возможности и последствий реализации опасностей.

Основная задача Анализа риска – представление лицам, принимающим решение, сведений о наиболее «слабых местах» и обоснованных рекомендаций по уменьшению риска. **Важно не абсолютное значение риска, а его факторы и распределение !**

Количественный анализ риска (КАР) наиболее эффективен при сравнительном анализе мер безопасности, размещении объектов, последствий аварий и обосновании безопасных расстояний.

Выбор методов анализа риска зависит от целей, задач, объема и достоверности исходной информации (РД 03-418-01). **В ряде случаев методы качественного анализа (HAZOP/HAZID) более эффективны чем КАР.**



Обобщенные показатели риска аварий на линейной части МН

| Показатель риска | | | Линейная часть | |
|------------------|---|---------------|----------------|-------|
| № | наименование | размерность | КТК-Р | БТС |
| 1 | Интенсивность аварий на трассе | 1/год | 0.259 | 0.305 |
| 2 | Удельная интенсивность аварий на 1000 км трассы | 1/год/1000 км | 0.248 | 0.229 |
| 3 | Средняя масса утечек нефти при аварии | Тонн | 680 | 425 |
| 4 | Средняя масса потерь нефти при аварии | Тонн | 150 | 82 |
| 5 | Удельные ожидаемые утечки нефти | т/год/1000 км | 177 | 98 |
| 6 | Удельные ожидаемые потери нефти | т/год/1000 км | 37 | 19 |
| 7 | Ожидаемая аварийные утечки нефти | т/год | 185 | 130 |
| 8 | Ожидаемая аварийные потери нефти | т/год | 40 | 25 |
| 9 | Средний размер ущерба от аварии, в том числе: | тыс. руб. | 1 700 | 2 360 |
| 10 | средний размер платы за загрязнение ОС | тыс. руб. | 980 | 1 920 |
| 11 | средние потери нефти в денежном выражении | тыс. руб. | 720 | 440 |
| 12 | Интегральный риск аварии для всей трассы, в том числе: | тыс.руб./год | 490 | 700 |
| 13 | интегральный риск загрязнения ОС | тыс.руб./год | 295 | 587 |
| 14 | интегральный риск потерь нефти | тыс.руб./год | 194 | 113 |
| 15 | Удельный риск аварии, в том числе: | руб./год/км | 470 | 530 |
| 16 | удельный риск загрязнения ОС | руб./год/км | 280 | 440 |

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах

(утв. ОАО АК «Транснефть» 30.12.99, 2009 г., согл. Госгортехнадзором России 07.07.99)

Учитывает факторы риска, влияющие на аварийность, объемы утечки, в т.ч. эффективность действий АВС при ликвидации разливов нефти

Оценка вероятности аварии основана на принципе балльной оценки факторов риска, который также отражен в:

W. Kent Muhlbauer. Pipeline Risk Management Manuel. / Gulf Publishing Company. 1992. 256 p.

Количественная оценка удельных и интегральных показателей риска аварий на МН:

- частота аварий (ав./год, ав./км/год),
- Возможные и ожидаемые величины массы утечек и потерь нефти (т, т/год, т/км/год)
- экологический риск (руб./год)

Необходимость развития:

- учесть несанкционированные врезки, терроризм, «человеческий фактор»;
- обеспечить расчет объемов утечки нефти на основе численных решений полной системы уравнений гидродинамики и учета всех характеристик;
- учесть дополнительные меры обеспечения промышленной безопасности, реализованные в СТУ, а также технический надзор за строительством, производственный контроль, технологию прокладки, экологический мониторинг;
- предусмотреть расчет показателей технического, потенциального территориального индивидуального, социального риска при пожарах и взрывах при авариях;
- учесть особенности стадий проектирования и эксплуатации, для которых проводится оценка риска

Вероятностный анализ безопасности (ВАБ) и Количественный анализ риска (КАР)

| | ВАБ | КАР |
|----------------------------------|--|--|
| <i>Рассчитываемые показатели</i> | Вероятность аварии | 1) Вероятность аварии, 2) объемы утечки, 3) зоны поражения, 4) ущерб, 5) индивидуальный, коллективный, социальный риски и др. показатели |
| <i>Оценка последствий аварий</i> | <i>К а ч е с т в е н н о</i> | <i>К о л и ч е с т в е н н о</i> |
| <i>Основные методы</i> | 1) «дерево отказов», 2) «дерево событий», | 1) «дерево отказов» или балльная оценка факторов риска; 2) «дерево событий», 3) расчеты ущерба, индивид., коллективного и др. рисков, 4) построение полей риска |

Анализируются 8 групп из 39 факторов, влияющих на вероятность аварии МН

1. Внешние антропогенные воздействия (7 факторов – глубина заложения, плотность населения, частота патрулирования...)
2. Коррозия (7 – качество ЭХЗ, покрытие, активность грунта...)
3. Качество производства труб (3 – марка стали, поставщик,...)
4. Качество СМР (6 – качество, объем сварки,...)
5. Конструктивно-технологические факторы (4 – толщина стенки, телемеханика, ...)
6. Природные воздействия (4 – перемещение грунта, ...)
7. Эксплуатационные факторы (5 – документация, обучение, связь,...)
8. Дефекты тела трубы и швов (3 – количество и опасность дефектов...)

$$F_n = \sum_{i=1} \sum_{j=1} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}$$

$$B^* = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N F_n$$

$$\lambda_n = \bar{\lambda} F_n / B^*$$

Балльная оценка (развитие)

- Из статистических данных по авариям на МН для **эксплуатируемых** МН рассматриваются 5 групп факторов влияния (18 факторов):
 - внешние антропогенные воздействия (3 фактора);
 - коррозия (4 фактора);
 - природные воздействия (4 фактора);
 - конструктивно-технологические факторы (4 фактора);
 - **дефекты тела трубы и сварных швов (3 фактора).**

- Для **проектируемых** МН рассматриваются 5 групп факторов влияния (14 факторов):
 - внешние антропогенные воздействия; (3 фактора)
 - коррозия (2 фактора);
 - природные воздействия (4 фактора);
 - конструктивно-технологические факторы (4 фактора);
 - **сложность строительно-монтажных работ (1 фактор).**

Балльная оценка (Группа 1. Внешние антропогенные воздействия)

| Обозначение и наименование фактора влияния в первой группе | | Доля в группе q_{1j} |
|--|---|------------------------|
| F_{11} | Минимальная глубина заложения подземного МН | 0,4 |
| F_{12} | Уровень антропогенной активности | 0,2 |
| F_{13} | Опасность диверсий и врезок с целью хищения нефти | 0,4 |

Фактор F_{13} : Опасность диверсий и врезок с целью хищения нефти

| m | Наименование составляющей m фактора F_{13} – опасность диверсий и врезок с целью хищения нефти | $B_{13}^{(m)}$ |
|---|---|---|
| 1 | <p>Несанкционированные «врезки»:</p> <p>В РНУ, эксплуатирующем участок МН, попыток хищения нефти не фиксировалось</p> <p>В РНУ фиксировались попытки хищения нефти. С целью предотвращения несанкционированных врезок осуществляется патрулирование трассы МН.</p> <ul style="list-style-type: none"> - наземный осмотр трассы выполняется обходчиком ежедневно/ воздушный осмотр трассы проводится 2-5 раз в неделю - наземный осмотр трассы выполняется обходчиком 2-3 раза в неделю/ осмотр трассы с воздуха не проводится <p>В РНУ фиксировались попытки хищения нефти. На МН установлена автоматизированная система обнаружения врезок (система виброакустического мониторинга, система «Капкан» или иное)</p> <p>В РНУ ранее фиксировались попытки хищения нефти, но меры защиты не принимаются</p> | <p>0</p> <p>2</p> <p>5</p> <p>0</p> <p>10</p> |
| 2 | <p>Диверсии на МН.</p> <p>Анализируемый участок МН располагается в Северо-Кавказском федеральном округе (на территории Республики Дагестан, Ингушетии, Чеченской Республики, Республики Северная Осетия — Алания, Кабардино-Балкарской Республики, Карачаево-Черкесской Республики, южных районов Ставропольского края)</p> | 5 |

Определение частоты разгерметизации

$$\lambda = \lambda_{\text{ср}} \cdot k_{\text{вл}} \cdot k_n \cdot k_{\text{нн}} \cdot k_D \cdot k_{\text{рег}}$$

k_D - диаметральный коэффициент

$k_{\text{рег}}$ - региональный коэффициент

k_n - коэффициент прочности

$k_{\text{нн}}$ - коэффициент технологии прокладки



Критерии степени риска аварий на МН

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах
(согл. Госгортехнадзором России 07.07.99 №10-03/418)

| Степень риска | Ожидаемый объем потерь нефти R_v , т/год на 1000 км длины МН | Ожидаемый экологический ущерб R_d , руб/год на 1000 км длины МН |
|---------------|--|---|
| «Низкая» | Менее 0.1 | Менее 100 (375*) тыс. |
| «Средняя» | 0.1 – 100 | 100 – 10000 тыс. |
| «Высокая» | Более 100 | Более 10 (37,5) млн. |

* в ценах 2009г. исходя из стоимости нефти



Критерии степени опасности аварий на МН

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)

Критерии степени опасности аварий на линейной части МН по сравнению со среднестатистическим (фоновым) уровнем риска аварии $R_{5\text{лет}}$

| Сравнительная степень опасности аварии на участке линейной части МН | Значение рассчитанного показателя риска аварии R |
|---|--|
| «Малая» | Менее $0,5 \times R_{5\text{лет}}$ |
| «Средняя» | $(0,5-5) \times R_{5\text{лет}}$ |
| «Высокая» | $(5-50) \times R_{5\text{лет}}$ |
| «Чрезвычайно высокая» | Более $50 \times R_{5\text{лет}}$ |

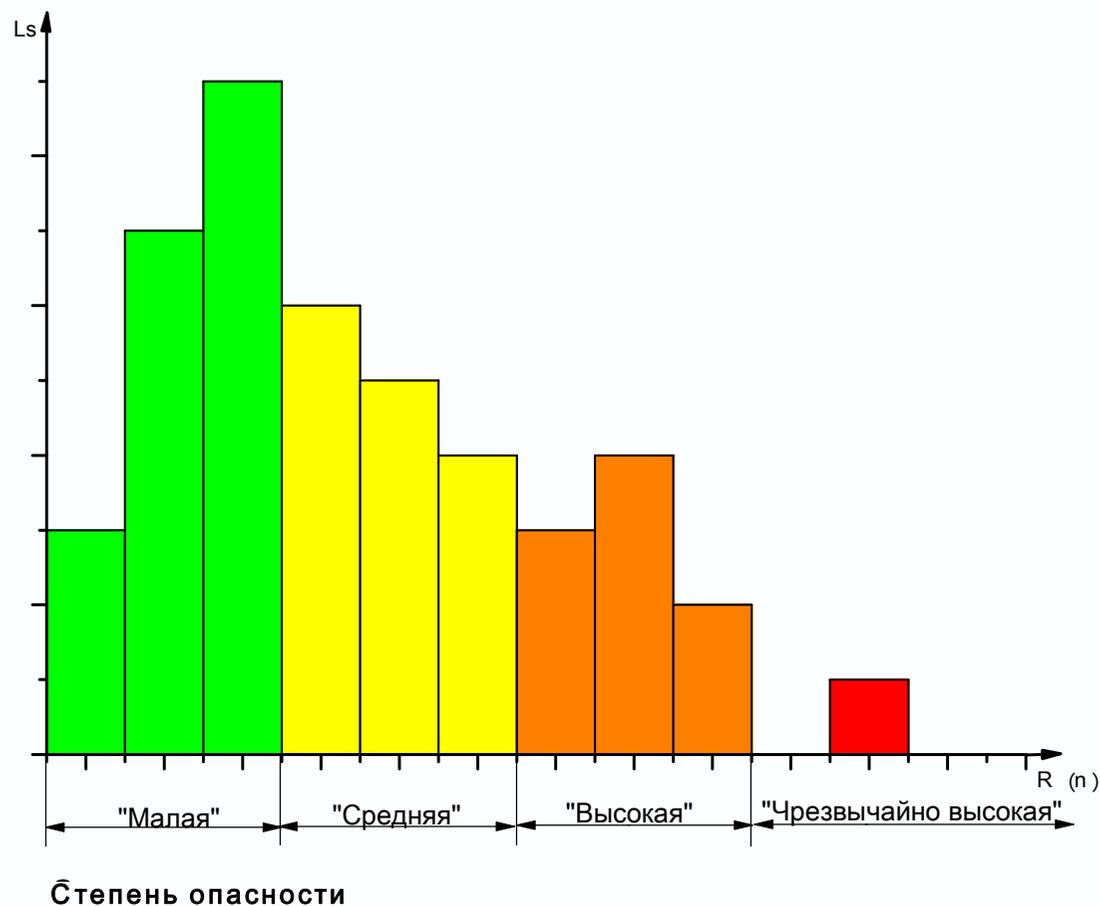
Критерии степени опасности аварий на линейной части МН по сравнению с интервалом изменения рассчитанного показателя риска аварии $\{R_{\min}, R_{\max}\}$

| Сравнительная степень опасности аварии на участке линейной части МН | Значение рассчитанного показателя риска аварии R |
|---|--|
| «Малая» | Менее $R_{\min} + 0,3 \times (R_{\max} - R_{\min})$ |
| «Средняя» | $R_{\min} + (0,3...0,8) \times (R_{\max} - R_{\min})$ |
| «Высокая» | $R_{\min} + (0,8...0,97) \times (R_{\max} - R_{\min})$ |
| «Чрезвычайно высокая» | Более $R_{\min} + 0,97 \times (R_{\max} - R_{\min})$ |



Критерии степени опасности аварий на МН

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)





Критерии степени опасности аварий на МН

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)

Необходимость разработки рекомендаций по снижению риска аварии безусловна только для чрезвычайно опасных участков и составляющих МН. Для высоко- и среднеопасных участков и составляющих МН необходимость разработки рекомендаций обусловлена имеющимися ресурсами на внедрение дополнительных мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.



Структура

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)

Оценка степени риска аварии на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах

- ✓ Методические принципы оценки риска аварии на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах
- ✓ Основные показатели риска аварии на МН
- ✓ Этапы оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах

Планирование и организация работ

Идентификация опасностей аварий

- ✓ Основные задачи
- ✓ Типовые сценарии аварии на линейной части МН
- ✓ Площадочные объекты

Количественная оценка риска аварии на МН

- ✓ Оценка частоты возможных сценариев аварий
- ✓ Оценка возможных последствий по рассматриваемым сценариям аварий
- ✓ Расчет показателей риска аварии на МН

Определение степени опасности участков и составляющих МН

- ✓ Ранжирование участков и составляющих МН по показателям риска аварии
- ✓ Сравнение показателей риска аварии участков и составляющих МН со среднестатистическим (фоновым) уровнем и установление степени опасности участков и составляющих МН

Рекомендации по снижению риска аварии (при необходимости)

Требования к оформлению результатов оценки степени риска аварии на МН

ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходная информация, необходимая для оценки степени риска аварии на МН

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Оценка частоты аварии на линейной части магистрального нефтепровода

ПРИЛОЖЕНИЕ В Балльная оценка факторов влияния состояния нефтепровода на степень риска аварии

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет объемов выброса нефти и площадей разлива при авариях на линейной части

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Расчет вероятных зон действия поражающих факторов аварии

ПРИЛОЖЕНИЕ Е Примеры расчета показателей риска аварии



Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)

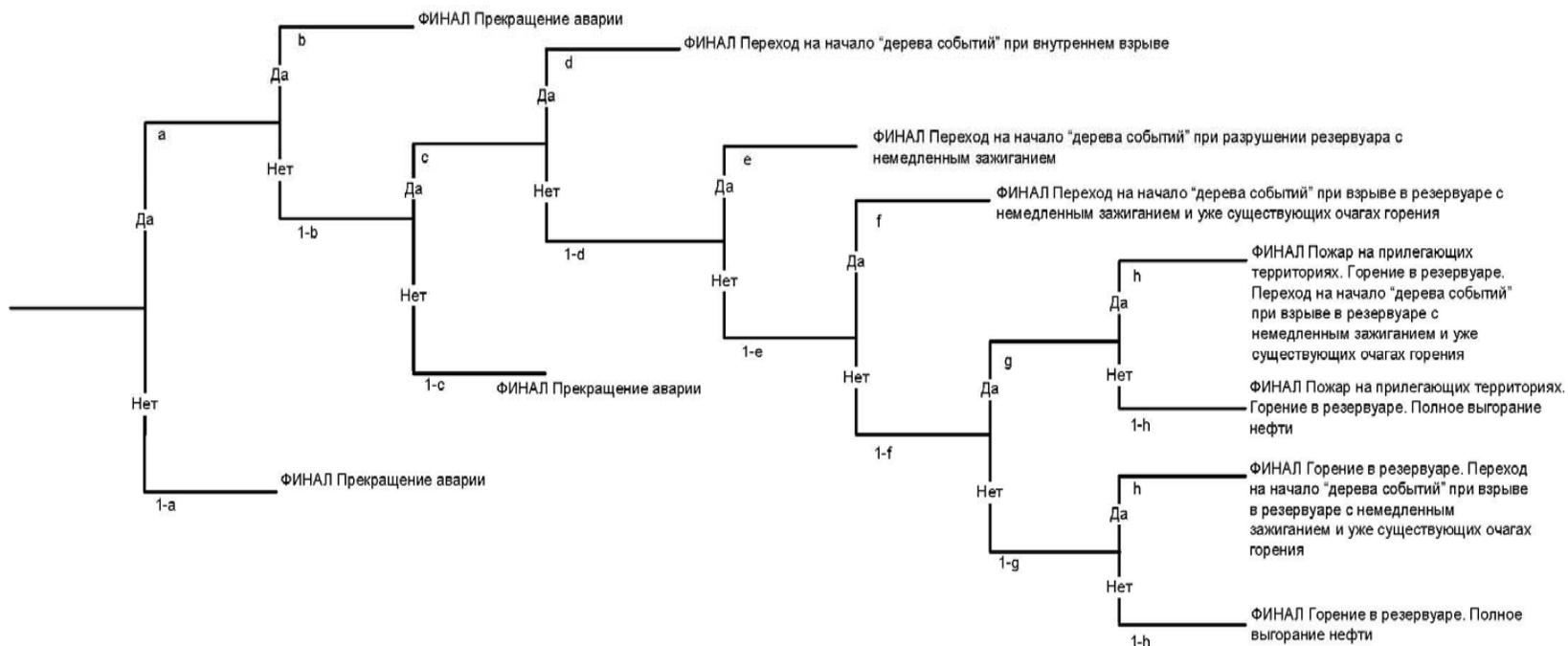
Деревья событий: разрушения/перелива наземного резервуара, при взрыве внутри подземного резервуара, при разрушении емкости под давлением, при выходе газовой фазы с наземного резервуара, при взрыве внутри наземного резервуара, разрушения/перелива подземного резервуара, при аварии в насосных , при выходе газовой фазы из подземного резервуара

Методология: определения объемов выброса на линейной части, площадей разлива при авариях, расчета вероятных зон действия поражающих факторов (пожар пролива, огненный шар, дрейф и взрыв ТВС, волны давления, струйное горение, поражение осколками), расчета показателей риска, определение степени риска.



Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (развитие)

| | | | | | | | |
|----------------------|----------------------------|--|-------------------------------|---|-------------------------------|---|---------------------------------|
| Воспламенение шлейфа | Прекращение горения факела | Горение распространяется на весь резервуар | Происходит взрыв в резервуаре | Разрушение резервуара, обрушение крыши, перелив горячей нефти | Вторичные взрывы в резервуаре | Выброс горячей нефти при вскипании воды | Потеря резервуаром устойчивости |
|----------------------|----------------------------|--|-------------------------------|---|-------------------------------|---|---------------------------------|



Дерево событий при выходе газовой фазы с наземного резервуара

Определение числа погибших

$$N_{ncmp} = \iint_{S_1} \mu_{\partial}(x, y) \cdot v_{уяз}(x, y) ds$$

$$N_2 = \iint_{S_1} \mu_{\partial}(x, y) \cdot v_{уяз}(x, y) \cdot P_{гиб}(x, y) ds$$

Формулы для практических расчетов ожидаемого и максимального числа погибших:

- ✓ жителей населенного пункта
- ✓ на территориях сторонних (внешних) организаций
- ✓ на сельхозугодиях

$$N_{cx-ncmp} = d_{cx} \cdot S_{cx-1} \quad N_{cx-z} = d_{cx} S_{cx-100} + d_{cx} (S_{cx-1} - S_{cx-100}) \cdot 0,5$$

- ✓ на подземном переходе МН через автомобильную дорогу
- ✓ на переходе МН через железную дорогу
- ✓ персонала, обслуживающего МН
- ✓ на подводном переходе МН

Федеральный закон от 27.07.2010 № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте»



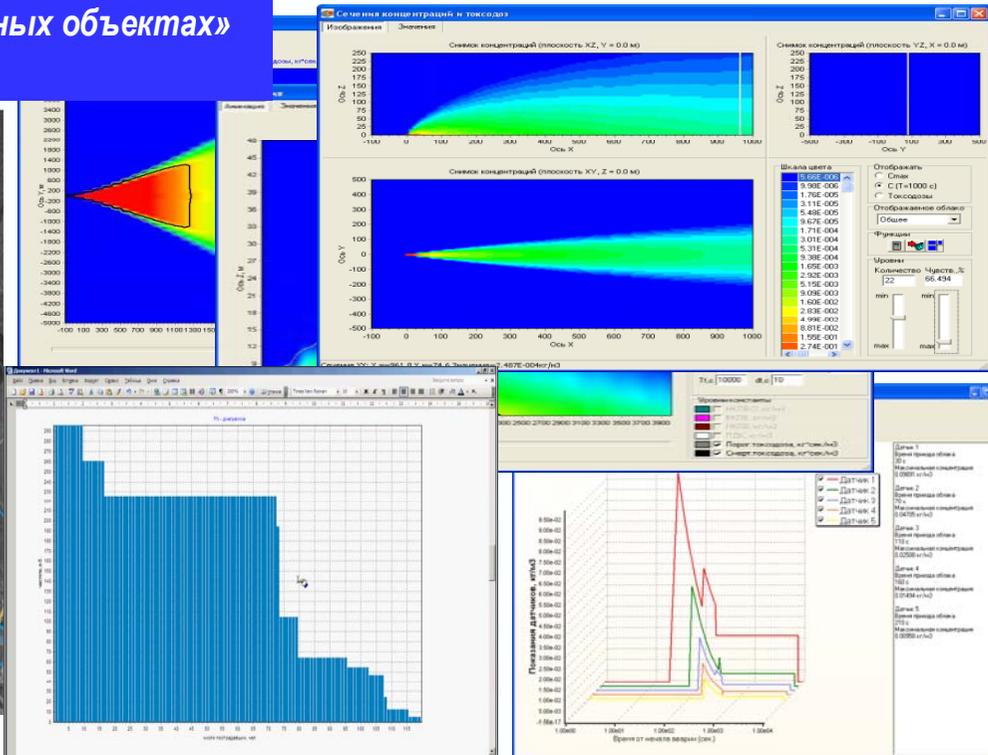
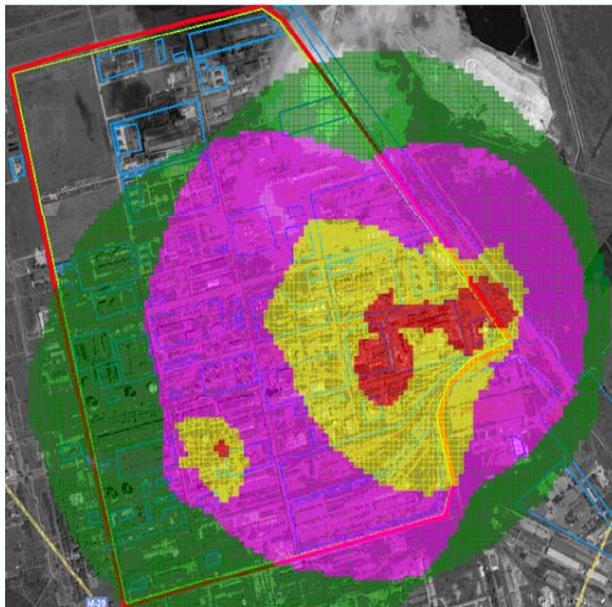
ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС

**ДЛЯ АНАЛИЗА ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ И
ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА**

(РАЗРАБОТАН ЗАО НТЦ ПБ)



РД 03-26-2007, РД 03-409-01, ТОКСИ-2, ОНД-86;
«Методика определения расчетных величин
пожарного риска на производственных объектах»
(МЧС России, 2009)...





Сайт по анализу риска:

Анализ опасностей и оценка техногенного риска

Главная | Регистрация | Вход | RSS Приветствую Вас **Гость**

[Главная страница](#)
[Тематический каталог статей и материалов](#)
[Форум](#)
[Каталог Публикаций и файлов](#)
[Гостевая книга](#)
[О нас](#)
[Дневник](#)

Разделы новостей

- Семинары НТЦ ПБ [4]
 - Научный семинар "Промышленная безопасность" (дважды в год - в мае и ноябре)
 - Тематический семинар "Об опыте декларирования" (ежегодно осенью)
- Новости на сайте [7]

опубликованных статей

Наш опрос

Тематика 16-го научного семинара ПБ (18 мая 2009 г.)

Техническое регулирование. Недопустимый риск

Качественные методы анализа опасностей (HAZOP, HAZID и др.)

16-й Научный семинар в НТЦ ПБ (18 мая 2009г)

Уважаемые коллеги!

Сообщаем, что очередной 16-й научный семинар «Промышленная безопасность» состоится 18 мая 2009 г. в НТЦ «Промышленная безопасность» по адресу: Россия, Москва, Переведеновский переулок, дом 13, строение 14, Учебно-методический центр. Начало работы семинара в 14-00.

Тематика 16-го семинара «Анализ опасностей и оценка техногенного риска в исследованиях молодых ученых». [Проект ПРОГРАММЫ см. здесь >>](#)

Приглашаются все заинтересованные специалисты. Желающим участвовать в работе семинара необходимо до 14 мая 2009 г. направить в адрес организаторов заявку с указанием названия организации, фамилии, имени, отчества и должности участника. Семинар бесплатный. Число участников ограничено.

По всем вопросам обращаться к и.о. научному секретарю семинара

Форма входа

E-mail:

Пароль:

запомнить

[Забыл пароль](#) | [Регистрация](#)

Календарь новостей

« Май 2009 »

| Пн | Вт | Ср | Чт | Пт | Сб | Вс |
|----|----|----|----|----------|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 |
| 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |

Поиск

Старая версия нашего сайта
<http://safety.fromru.com/>

промышленная БЕЗОПАСНОСТЬ. АНАЛИЗ РИСКА промышленных аварий

информация с сайта научно-исследовательского центра анализа риска ИЦА "Учебно-методический центр".

| | |
|--|---|
| <p>ПОСЛЕДНИЕ публикации (обновлено 04.05.2009)</p> <p>Управление риском как основа обеспечения безопасности технософры на периферии прогресса</p> <p>Вздуто-всплывательная инсталляция в технологическом производстве и промышленной безопасности</p> | <p>РИСК аварии</p> <p>вероятностные локальные риски аварии</p> <p>о вероятностном локальном риске</p> <p>оценка последствий технологических происшествий</p> <p>наши отзывы на документы по анализу риска обязательных объектов :</p> <p>Оценки ИЦА, утвержденные Министерством по</p> |
|--|---|

www.risk.prom.ru

Обществоведение в России (СГКМ 2008-09)

Как и у всякой науки, главная социальная функция общественных наук заключается в том, чтобы формулировать запреты. Выражаясь мягче, предупреждать о том, чего делать нельзя. Обществоведение обязано предупреждать о тех опасностях, которые таятся в самом обществе людей – указывать, чего нельзя делать, чтобы не превратить массу людей в разрушительную силу. Большие сбои мировое обществоведение стало давать уже с начала XX века. Оно, например, не увидело и не поняло опасности фашизма - сложной болезни Запада и особенно немецкого народа (хотя симптомов было достаточно). В этом предвидении оказалось одинаково несостоятельным как обществоведение, которое сложилось в парадигме либерализма, так и то, которое развивалось на методологической основе марксизма (исторический материализм).