

ЗАО НТЦ ПБ
105082, Россия, г. Москва,
Переведеновский пер. дом 13, стр. 14
т. (495) 620-47-47, ф. (495) 620-47-46
e-mail: ntc@safety.ru



ИНН/КПП 7701843266/770101001
Р/счет 40702810500030003773
в ОАО Банк ВТБ, БИК 044525187
к/счет 30101810700000000187
ОГРН 1097746399343

23.12.2010 г. № 9/3-118

Об изменениях в приказ МЧС России
от 10.07.2009 №404

Министерство Российской Федерации
по делам гражданской обороны,
чрезвычайным ситуациям и ликвидации
последствий стихийных бедствий
Заместителю главного государственного
инспектора Российской Федерации по
пожарному надзору
Директору департамента надзорной
деятельности
Ю.И. Дешевых

Уважаемый Юрий Иванович!

Просим Вас изыскать возможность рассмотрения предложений специалистов ЗАО НТЦ ПБ и ОАО «Газпром-ВНИИГАЗ» по проекту Изменений, вносимых в приказ МЧС России от 10.07.2009 №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», размещенных на сайте МЧС России.

Готовы представить необходимые обоснования по вносимым предложениям для их обсуждения в соответствии с ранее достигнутыми договоренностями на совещаниях в Департаменте надзорной деятельности МЧС России в июле 2009 г.

Приложение: на 3 л. в 1 экз.

Генеральный директор

*С уважением,
Александр*

Кловач Е.В.

Исп. Меркулова О.В.
Тел. (495) 620-47-50

Предложения
в проект Изменений, вносимых в приказ МЧС России от 10.07.2009
№404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на
производственных объектах»

Рассмотрение изменений, предлагаемых внести в Методику определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (далее Изменения), обращает внимание на следующее:

1. Приводимые в п.2 «Метод определения удельной частоты разгерметизации магистрального трубопровода» исходные данные и предпосылки для расчета вероятности разгерметизации магистральных трубопроводов не соответствуют данным расследований аварии, приводимым в ежегодных отчетах Ростехнадзора и МЧС России, данным зарубежных организаций CONCAWE (нефте- и нефтепродуктопроводы Европы), EGIG, UKOPA (газопроводы), принципиальным положениям стандартов СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» (в части оценки частоты аварий), а также практике декларирования промышленной безопасности.

2. Наибольшие возражения вызывают данные, приведенные в таблице Пб.1, т.к. не учитывают различий в причинах и факторах разгерметизации магистральных газопроводов и нефтепроводов, а также не соответствуют реальному долевному распределению аварий по причинам их возникновения на российских магистральных трубопроводах.

3. Приводимые в таблице Пб.2 основные соотношения для учета поправочных коэффициентов для магистральных трубопроводов не обоснованы, так как получены путем экстраполяции устаревших зарубежных данных по всем типам газопроводов (в том числе газораспределительных трубопроводов диаметром менее 300 мм) на все магистральные трубопроводы, в том числе нефтепроводы.

В связи с вышеизложенным, предлагаем:

1) Первое предложение п.2 Изменений изложить в следующей редакции:

«Удельную частоту разгерметизации линейной части магистрального трубопровода рекомендуется определять следующим образом:».

2) Пункт 2.а) изложить в следующей редакции:

«а) на основе статистических данных по аварийности на магистральных газопроводах (или нефтепроводах) определяется базовая частота разгерметизации λ_{CP} . При отсутствии данных для действующих магистральных трубопроводов допускается λ_{CP} принимать равной:

$1,4 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$ для магистральных газопроводов;

$2,7 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$ для магистральных нефтепроводов;

Для проектируемых магистральных трубопроводов величину λ_{CP} допускается принимать в 10 раз меньшей¹, чем для аналогичных действующих трубопроводов (газопроводов или нефтепроводов).

3) Пункт 2.б) после слов «типы разгерметизации», текст изложить в следующей редакции:

«Для магистральных газопроводов:

Разрыв, определяемый как образование отверстия размером равным диаметру магистрального трубопровода.

после слов «для магистральных нефтепроводов» изложить в следующей редакции:

«Размеры дефектных разрывов (отверстий разгерметизации) для каждого участка и условная вероятность образования того или иного разрыва нефтепровода приведены в табл. 6.1 (D – условный диаметр трубопровода, S_0 – площадь поперечного сечения трубопроводы)².

¹ см. СТО Газпром 2-2.3-351-2009

² декларация промышленной безопасности объектов АК «Транснефть», «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (утверждено ОАО «АК «Транснефть»» 30.12.99, согл. Госгортехнадзором России 07.07.99 № 10-03/418.)

Таблица П6.1. Размеры дефектных разрывов, условные вероятности образования разрывов и воспламенения нефти.

Тип дефектного отверстия	Свищ (j=1)	Трещина размером 0,3·D (j=2)	Трещина размером 0,75·D (j=3)	«Гильотинный разрыв» - трещина размером 1,5·D (j=4)
Площадь	10 ⁻⁴ м ²	0,0072·S ₀	0,0448·S ₀	0,179·S ₀
Условная вероятность разрыва	0,7	0,165	0,105	0,03
Условная вероятность воспламенения	0,01	0,03	0,03	0,11

Допускается при соответствующем обосновании учитывать и другие виды распределений дефектных отверстий.»

4) Пункт 2.в) изложить в следующей редакции:

«Для магистральных газопроводов данные по относительным вкладам различных причин в аварийность приведены в таблицах П6.2. Величины P_i определены из анализа статистических данных по аварийности.

Таблица П6.2. Относительный вклад p_i в аварийность магистральных газопроводов

№№ п/п	Причина аварии (фактор влияния)	доля P_i		
		Dy≤500 мм	500<Dy≤1000 мм	1000<Dy≤1400 мм
i=1	Коррозия под напряжением (КРН)			
i=2	Наружная коррозия, без учета КРН			
i=3	Строительные дефекты			
i=4	Мехповреждения со стороны 3-х лиц (в т.ч. диверсии)			
i=5	Нарушение ПТЭ			
i=6	Заводские дефекты труб и оборудования			
i=7	Стихийные бедствия			
i=8	Внутренняя коррозия и эрозия			
i=9	Прочие			
Итого:		1,0	1,0	1,0

Для магистральных нефтепроводов данные по относительным вкладам различных причин в аварийность приведены в таблице П6.3.

Таблица П6.3. Относительный вклад p_i различных причин в аварийность магистральных нефтепроводов.

№№ п/п	Причина аварии (фактор влияния)	доля P_i
i=1	Внешние антропогенные воздействия	0,20
i=2	Коррозия	0,10
i=3	Качество производства труб	0,05
i=4	Качество строительно-монтажных работ	0,10
i=5	Конструктивно-технологические факторы	0,10
i=6	Природные воздействия	0,10
i=7	Эксплуатационные факторы	0,05
i=8	Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30
Итого:		1,0

5) Пункт 2.г) изложить в следующей редакции:

«г) удельная частота разгерметизации линейной части магистрального трубопровода для j -го типа разгерметизации на участке m трубопровода определяется по формуле:

$$\lambda(m) = \lambda_{cp} \cdot k_d \frac{\sum_{i=1}^l B_i(m) \cdot p_i}{B_{cp}}, \quad (\text{П6.1})$$

где λ_{cp} – среднестатистическая удельная частота разгерметизации магистральных трубопроводов, год⁻¹·м⁻¹; k_d – «диаметральный» коэффициент; $B_i(m)$ – балл (от 0 до 10), определяемый для данного m -го участка трубопровода на основании анализа совокупности факторов влияния путем балльной (экспертной) оценки и/или данных по аварийности; p_i – весовой коэффициент, отражающий вклад в аварийность i -ого фактора (причины); B_{cp} – балльная оценка среднестатистического (по всей совокупности трубопроводов) участка трубопровода (отдельно для газо- и нефтепроводов). При отсутствии достоверных статистических данных принимается $B_{cp} = 3^3$ для нефтепроводов и $B_{cp} = 3,7$ для газопроводов».

6) Пункт 2.д) исключить

7) Формула (14) п.1, ч.47 противоречит п. 43 статьи 2 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности (от 22.7.2008 N 123-ФЗ), согласно которой социальный пожарный риск определяет степень опасности, ведущей к гибели группы людей в результате воздействия опасных факторов пожара для всего объекта защиты – магистрального трубопровода, а не для неопределенных «потенциально опасных участков линейной части». Учитывая крайнюю субъективность возможного разбиения на участки трубопровода и в целях исключения условий для «подгонки расчетов» под критерии допустимого риска, в соответствии с п. 43 статьи 2 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности (от 22.7.2008 N 123-ФЗ) необходимо формулу (14) ч.47 изложить в следующей редакции:

$$S = \sum_{p=1}^q S_p \quad (14)$$

От ЗАО НТЦ ПБ:

Директор Центра анализа риска, д.т.н.



Лисанов М.В.

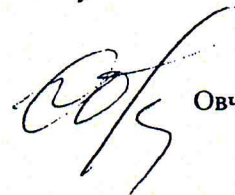
от ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

Начальник лаборатории «Моделирование аварийных процессов», к.т.н.



Ковалев С.А.

Начальник лаборатории анализа риска и нормативно-методического обеспечения промышленной безопасности, к.т.н.



Овчаров С.В.

³ Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (утверждено ОАО «АК «Транснефть»» 30.12.99, согл.о Госгортехнадзором России 07.07.99 № 10-03/418.)