

УДК 622.648.004.6

© С.В. Овчаров, 2011

О НЕКОТОРЫХ МЕТОДАХ ОЦЕНКИ ЧАСТОТЫ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ РАСЧЕТЕ ПОЖАРНОГО РИСКА



С.В. Овчаров,
канд. техн. наук,
нач. лаборатории
(ООО «Газпром
ВНИИГАЗ»)

The article analyzes critically the algorithm of evaluating the expected frequency of main pipelines decompression included into the Methods for Defining the Design Values of the Risk of Fire at Production Facilities under Ministry of Emergency of Russia. At the same time versus the algorithm it stands up for the 12-year-experience-tested grade-factor method (developed by ООО «Газпром ВНИИГАЗ») for forecasting frequency of accidents by application of the domestic statistics related to accident risk of the Russian main pipelines with account of various affecting factors.

Ключевые слова: пожарный риск, магистральные газопроводы, магистральные нефтепроводы, методы оценки частоты аварий, причины аварий, доленое распределение причин, типы разгерметизации трубопроводов.

Настоящая статья является полемическим откликом на публикацию специалистов ФГУ ВНИИПО МЧС России «Оценка пожарного риска линейной части магистральных трубопроводов» [1], основные положения которой были использованы для последующей разработки Изменений в Методику определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [2].

Оценка пожарного риска линейной части (ЛЧ) магистральных трубопроводов (МТ), в свете основных положений Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [3] представляется весьма важной процедурой, учитывая высокую пожароопасность этих производственных объектов, связанную с масштабностью пожаров, возникающих при их разрушениях. Пожарная опасность МТ усугубляется огромной общей протяженностью газопроводов и нефтепроводов в России и прохождением значительной их части по лесным регионам, экологически уязвимым, и населенным территориям. В связи с этим методическое обеспечение оценки пожарного риска МТ требует весьма деликатного, внимательного и тщательно выверенного подхода к его разработке с учетом технологической специфики МТ. Речь идет об объективно существующих различиях трубопроводов, транспортирующих газообразные продукты (магистральные газопроводы), и трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды (нефтепродуктопроводы и конденсатопродуктопроводы). Эта специфика в значительной степени проявляется как в причинах возникновения аварий, так и в физике и логике развития аварийного процесса. И то и другое, кроме того, значительно зависит от региональных и местных, имеющих различную природу

происхождения, факторов и условий функционирования трубопроводов. Важность учета этих аспектов при разработке методик оценки ожидаемой частоты разгерметизации ЛЧ МТ при расчетах пожарного риска рассматривается ниже.

Что в том обзоре не открылось взору

Анализ техногенного (в том числе, пожарного) риска МТ, процедура которого описана в ряде зарубежных работ [4, 5], а в России детально регламентирована в нормативно-методических документах ОАО «Газпром» [6, 7] (для газопроводов и конденсатопродуктопроводов) и методическом руководстве ОАО «Транснефть» [8] (для нефтепроводов), в качестве важнейшего (но отнюдь не единственного) этапа включает оценку ожидаемой частоты разгерметизации трубопроводов, учитывая, что частота (или вероятность) возникновения аварий служит одной из основных составляющих риска.

Вот и в обзоре, приведенном в первой части работы [1], предпринята попытка описать некоторые применяемые в российской практике методы оценки частоты разгерметизации МТ (а не оценки риска в целом, как утверждают авторы [1] в первом подзаголовке своей работы), а также кратко изложены статистические данные по причинам аварий на газо-, нефте- и продуктопроводах Западной Европы. Поскольку на выводах из этого обзора авторы публикации [1] базируются методику оценки пожарного риска для ЛЧ МТ, получившую недавно официальный статус [2] (но, к сожалению, без предварительного полноценного обсуждения ее специалистами и заинтересованными организациями), уделим ему некоторое внимание.

Складывается впечатление, что обзор проведен несколько поверхностно. Начать можно с того, что

авторы включили в число «действующих в России методик» работу [9], которая действующей методикой по состоянию на 2010 г. не являлась, поскольку никем официально утверждена не была. Между тем, данный аспект, связанный с официальным признанием методик, наряду с аспектом их успешной (неуспешной) апробации в реальных проектах и на эксплуатируемых МТ, на наш взгляд, должен быть одним из определяющих критериев при выборе методических подходов для их включения в федеральную методику оценки пожарного риска.

Далее авторы [1] уделяют некоторое внимание стандарту [6] и Рекомендациям ОАО «Газпром» [7, 10], но при этом не вполне корректно утверждают, что входящая в Рекомендации [7, 10] методика (а именно, Методика экспертной оценки частоты аварий на газопроводах (МЭОЧАГаз) разработана и для газопроводов, и для конденсатопроводов. Следует подчеркнуть, что указанная методика с установленными в ней конкретными значениями весовых коэффициентов предназначена в последней редакции только для магистральных газопроводов (МГ), поскольку упомянутые коэффициенты определены по результатам анализа статистических данных по авариям и долевого распределению их причин, которые присущи только газопроводам. Применение ее к конденсатопроводам возможно, но только после соответствующей корректировки значений весовых коэффициентов и базовой частоты аварий, зафиксированной именно для конденсатопроводов (об этом четко сказано в стандарте [6]¹).

О недостаточно внимательном изучении Рекомендаций [7, 10] авторами публикации [1] свидетельствует и тот факт, что они считают «открытым вопросом о необходимости учета разрушения трубопровода в результате диверсии...». На самом деле при определении весового коэффициента p_1 группы факторов влияния «Возможные механические воздействия третьих лиц», равного 0,14, и весового коэффициента q_{12} фактора «Уровень антропогенной активности» (внутри данной группы), равного 0,18, доля аварий по этой причине была, конечно же, учтена. При этом для МТ в регионах с часто наблюдающимися факторами диверсий балльная оценка упомянутого фактора по умолчанию принята в методике равной 10 баллам (т.е. наихудшей).

В целом, что касается методики МЭОЧАГаз из Рекомендаций [7, 10], проведенный обзор [1], к

¹ Методический подход, позволяющий оценивать ожидаемую удельную частоту аварий на МТ с учетом влияния различных факторов, был разработан в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» еще в 1997 г. [11], и соответствующая балльно-факторная методика распространялась как на газопроводы, так и конденсатопроводы (позже она вошла в СТО Газпром 39-1.10-084—2003. «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «ГАЗПРОМ», а также в частично переработанном виде — в Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах [8]). То есть сам подход имеет достаточно длительный опыт апробации на МТ.

сожалению, не показал основных ее достоинств, одновременно с этим без каких-либо аргументов особо отметив совсем другую методику, изложенную в вышеупомянутой работе [9] и построенную на основе результатов анализа статистики аварий на зарубежных МТ. Считаем необходимым в нескольких словах восполнить пробел обзора в отношении МЭОЧАГаз, а затем вернемся к методике [9], рекомендованной авторами публикации [1] для включения в методику оценки пожарного риска [2].

Не рано ли забыли? (О балльно-факторной методике оценки частоты аварий на магистральных газопроводах)

Балльно-факторная методика МЭОЧАГаз разработана специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2007 г. [7, 10] и относится к так называемым «полуколичественным» методикам оценки частоты отказов, в которых ожидаемая аварийность для конкретных объектов рассчитывается путем корректировки средней по отрасли частоты отказов на аналогичных объектах. Основная идея методики МЭОЧАГаз заключается в том, что для рассматриваемого n -го участка трассы газопровода определяется значение общего коэффициента влияния $k_{\text{вл}}$, показывающего во сколько раз ожидаемая частота аварий на этом участке отличается от среднестатистической частоты $\lambda_{\text{ср}}$ аварий на газопроводах ОАО «Газпром» за счет влияния на указанный участок различных негативных и позитивных, внешних и внутренних факторов. Методика оперирует 45 факторами, сгруппированными в 7 групп: «Возможные воздействия третьих лиц», «Наружная коррозия», «Коррозия под напряжением», «Качество производства труб и оборудования», «Качество строительно-монтажных работ», «Природные воздействия», «Уровень технической эксплуатации» с установленными по результатам анализа статистических данных по авариям, а также экспертным путем весовыми коэффициентами и шкалами балльных оценок для каждого фактора внутри каждой группы. При этом ожидаемая частота аварий на n -м участке трассы λ_n определяется из выражения

$$\lambda_n = \lambda_{\text{ср}} k_{\text{вл}} = \lambda_{\text{ср}} k_{\text{рег}} k_{\text{возр}} k_{\text{кат}} \frac{B_n}{B_{\text{ср}}} = \text{const} = \lambda_{\text{ср}} k_{\text{рег}} k_{\text{возр}} k_{\text{кат}} \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i q_{ij} B_{ij}}{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i q_{ij} B_{ij-\text{ср}}}, \quad (1)$$

где B_n — балльная оценка n -го участка МГ; I — общее число групп факторов влияния; i — номер группы; $J(i)$ — общее количество факторов влияния в i -й

группе; j — номер фактора влияния; B_{ij-CP} — балльная оценка среднестатистического значения ij -го фактора влияния.

Как видно из формулы, общий коэффициент влияния $k_{вл}$ равен произведению регионального ($k_{рег} = 0,8 \div 1,23$), возрастного ($k_{возр} = 0,5 \div 1,5$), категорийного ($k_{кат} = 0,7 \div 1,13$, учитывающего, по существу, влияние толщины стенки газопровода) и локального, дробь в выражении (1), коэффициентов влияния. Локальный коэффициент учитывает совокупное влияние на ожидаемую частоту аварий всех местных факторов, действующих на рассматриваемом участке газопровода с учетом статистических весовых коэффициентов p_i групп и совокупности балльных оценок B_{ij} и весовых коэффициентов q_{ij} соответствующих локальных внутригрупповых факторов влияния.

При рассмотрении конкретного участка газопровода определяются конкретное «натуральное» значение каждого фактора влияния в указанном месте трассы и соответствующее ему число баллов с помощью специально разработанных балльно-факторных функций, которое затем «взвешивается» с помощью коэффициентов p_i и q_{ij} . Сумма всех взвешенных балльных оценок факторов дает суммарную фактическую оценку участка, числитель в дроби формулы (1), а ее отношение к балльной оценке среднестатистического участка $B_{CP} = \text{const}$ — значение локального коэффициента влияния. Ожидаемая удельная частота аварий на участке получается умножением локального коэффициента влияния на интегральные коэффициенты $k_{рег}$, $k_{возр}$, $k_{кат}$, определяемые в соответствии с регионом расположения, возрастом и категорией рассматриваемого участка газопровода, и на среднестатистическую частоту аварий.

Основные достоинства методики МЭОЧАГаз: целевое назначение именно для газопроводов (не для жидкостных МТ) с учетом их технологической специфики и связанных с этим особенностей в части причинности и частоты аварий, а также физических особенностей протекания процесса разрушения;

формирование совокупности факторов и подфакторов влияния по результатам анализа специально разработанного детального «дерева отказов», отражающего причинно-следственный механизм возникновения аварий на газопроводах; при этом учтены, по возможности, все основные влияющие факторы, присущие газопроводам;

учитывает именно российскую специфику аварийности на газопроводах, поскольку среднестатистическая (базовая) частота аварий, коэффициенты $k_{рег}$, $k_{возр}$, $k_{кат}$ и весовые коэффициенты p_i групп факторов влияния определены на основе анализа статистических данных по количеству и долевого

распределению причин аварий на магистральных газопроводах ОАО «Газпром»;

логичность и математическая выверенность методики (введены единая 10-балльная шкала для измерения интенсивности влияния на вероятность возникновения аварий разнородных по своей природе факторов, а также нормирование по гипотетическому среднестатистическому участку газопровода с нормирующей балльной оценкой B_{CP} , формула (1), соответствующей базовой частоте аварий λ_{CP} , и рассчитанной по предварительно определенным среднестатистическим значениям каждого фактора влияния; интегральные коэффициенты $k_{рег}$, $k_{возр}$, $k_{кат}$ математически «очищены» от дублирующего влияния весовых коэффициентов p_i , q_{ij} тех факторов, которые содержат в себе региональные, возрастные и категорийные аспекты);

совокупность специально разработанных балльно-факторных функций (табличных, аналитических, графических), ставящих в соответствие «натуральным» значениям факторов влияния конкретные балльные оценки по единой 10-балльной шкале, дают пользователю надежный методический инструмент получения однозначных оценок факторов влияния без необходимости дополнительного экспертного вмешательства.

Подчеркнем, что словосочетание «методика экспертной оценки» в названии МЭОЧАГаз говорит во все не о том, что балльные оценки назначаются экспертами со всеми присущими такому подходу минусами, связанными с субъективностью оценок, а только о том, что разработанные в составе методики балльно-факторные функции изначально были получены как по результатам анализа статистики, так и с учетом мнения экспертов. Но само наличие балльно-факторных функций как раз сводит эту пресловутую субъективность со стороны пользователя методики к минимуму.

Как уже отмечалось выше, по аналогичной схеме построена методика (в части оценки ожидаемых частот аварий) для нефтепроводов [8] с учетом специфики аварийности на жидкостных трубопроводах.

«Что русскому хорошо, то немцу — смерть» и наоборот

В работе [1], невзирая на очевидные плюсы и положительный опыт применения вышеупомянутых методик [7, 8], без какого-либо объяснения авторы, ничтоже сумняшеся, «отдельно отмечают» работу [9], описывающую «алгоритм расчета частоты аварийной разгерметизации магистральных газопроводов» на основе анализа аварийности зарубежных газопроводов [12, 13]. Именно этот алгоритм в итоге включен в качестве неотъемлемой части в методику оценки пожарного риска ЛЧ МТ [1, 2] (далее — методика МЧС).

Но, на наш взгляд, данный алгоритм несет в себе ряд ошибок, дающих серьезные основания сомневаться в применимости его для решения задачи прогнозирования частоты аварий на МТ.

Во-первых, нельзя устанавливать «базовую (среднюю) частоту повреждений» в качестве единой и для газопроводов, и для жидкостных трубопроводов, как это сделано в работе [1], поскольку объективно, по статистике, средние удельные частоты повреждений одних и тех же размеров на российских трубопроводах значительно различаются. В частности, для разрушений «на полное сечение» различие в частотах составляет более чем в 2 раза: 0,32 аварии на 1000 км в год — на российских нефтепроводах в 1996–2007 гг. [1], и 0,145 аварий на 1000 км в год — на магистральных газопроводах ОАО «Газпром» в 1996–2009 гг. Справедливости ради надо отметить, что, в отличие от работы [1], в документе [2] базовые частоты для газопроводов и нефтепроводов приведены отдельно: для нефтепроводов — 0,27 аварий на 1000 км в год, для газопроводов — 0,14 аварий на 1000 км в год, правда, это почему-то распространяется только на вновь проектируемые МТ. Хотя, например, для газопроводов приведенное значение — среднестатистическая частота аварий на действующих МТ. На новых же МТ резонно ожидать значительно меньшие значения аварийности, чем указано выше.

Во-вторых, нельзя, на наш взгляд, долевое распределение аварий по причинам их возникновения, полученное для газопроводов, распространять на жидкостные трубопроводы, поскольку для последних указанное распределение абсолютно иное. Распределение аварий на российских магистральных нефтепроводах и магистральных газопроводах ОАО «Газпром» по причинам их возникновения приведено в табл. 1. Так, для газопроводов количество аварий из-за коррозии составляет от 43 до 49,9 % общего их количества (из-за очень

весомой доли коррозии под напряжением (КРН) — 44,6 % всех аварий в 1996–2009 гг.). В то время как на нефтепроводах по этой причине происходит только 7 % аварий. Аналогичные соотношения, как видно из табл. 1, наблюдаются и по другим причинам аварий: механические повреждения со стороны третьих лиц, включая диверсии, — 16,5 % против 62 %; заводские дефекты труб и оборудования — 13 % против 6 %; нарушение правил эксплуатации МГ — 0,6–1,6 % против 9 %. На наш взгляд, это более чем убедительная иллюстрация несопоставимости «газопроводных» и «нефтепроводных» распределений аварий по причинам их возникновения.

В-третьих, нельзя, по нашему мнению, долевое распределение причин аварий, полученное по результатам анализа статистики инцидентов на газопроводах Западной Европы, применять для российских трубопроводов (тем более, скопом — и для газопроводов и для нефтепроводов), потому что это распределение кардинальным образом отличается от долевого распределения причин аварий на российских газопроводах (табл. 2).

Из этих главных некорректных предпосылок в основном проистекают остальные шероховатости методики МЧС, изложенной в [1, 9, 2]. Так, фигурирующие в ней экспоненциальные зависимости поправочных коэффициентов $k_{т.с.}(d)$, $k_{д.гд.}(D)$, $k_{оп.}(D)$ к долям аварий по таким причинам, как «Внешнее воздействие», «Движение грунта», «Ошибки оператора» от толщины стенки d или диаметра D трубопровода, есть ни что иное, как результат регрессионного анализа статистических данных по количеству аварий на западноевропейских газопроводах с разными диаметрами и толщиной стенок, происшедших по соответствующей причине. Если сравнить эти зависимости с соответствующими зависимостями для российских газопроводов, то различие будет налицо. Например, на рис. 1 синим цветом показана расчетная зависимость удельной частоты

Таблица 1

Причина аварии	Распределение аварий по причинам, %		
	на ЛЧ МН 1996–2007 гг. [1]	на ЛЧ МГ ОАО «Газпром» (данные ООО «Газпром газнадзор»)	
		1996–2005 гг.	1996–2009 гг.
Коррозия (включая коррозию под напряжением и внутреннюю)	7	43,1	49,9
Строительные дефекты (брак СМР)	13	19,7	22,6
Механические повреждения со стороны третьих лиц (в том числе земляные работы)	14	10,8	11,8
Диверсии, самовольные врезки	48	5,7	(0) В отчетности с 2006 г. относятся к инцидентам
Нарушение правил эксплуатации МГ	9	0,6	1,6
Заводские дефекты труб и оборудования	6	13,0	13,1
Стихийные бедствия	Причина не фигурирует в отчетности	6,3	1,0
Прочие	3	0,6	0
Итого	100	100	100

Таблица 2

Причина аварии	Распределение аварий по причинам, %		
	на ЛЧ МГ Западной Европы в 1970–2007 гг. [1, 11]	на ЛЧ МГ ОАО «Газпром» в 1996–2009 гг. (данные ООО «Газпром газнадзор»)	
	Все повреждения, включая разрывы	Разрывы (разрушения на «полное сечение»)	Разрывы (разрушения на «полное сечение»)
Коррозия (включая коррозию под напряжением и внутреннюю)	15,4	0	49,9
Строительные дефекты (брак СМР) и заводские дефекты труб и оборудования	16,5	8,5	35,7
Внешние воздействия (механические повреждения со стороны третьих лиц)	49,5	68,3	11,8
Ошибки оператора (нарушение правил эксплуатации МГ)	4,6	0	1,6
Стихийные бедствия (движение грунта, вызванное природными явлениями)	7,3	23,2	1,0
Прочие	6,7	0	0
Итого	100	100	100

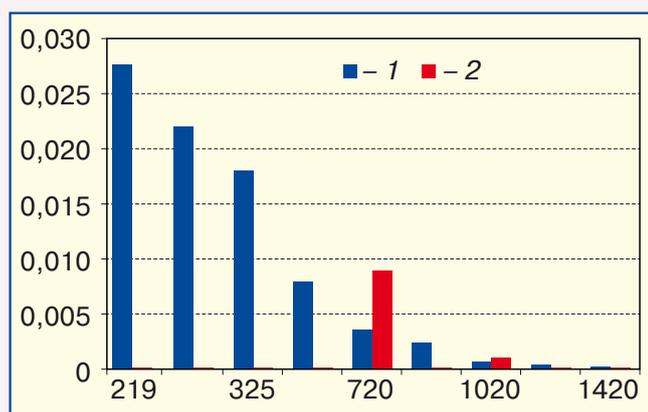


Рис. 1. Зависимость удельной частоты аварий на западноевропейских и российских магистральных газопроводах по причине «Ошибки оператора» от диаметра газопровода:

1 — методика МЧС [1, 9, 2], $k_{оп}(D) = \exp[-0,004(D - 264)]$; 2 — данные ООО «Газпром газнадзор» (1996–2005 гг.)

аварий на западноевропейских газопроводах по причине «Ошибки оператора» от диаметра газопровода, фигурирующая в методике МЧС [1, 9, 2], а красным — аналогичная зависимость, построенная по статистическим данным ООО «Газпром газнадзор» по авариям на российских газопроводах в 1996–2005 гг. Никакой корреляции между зависимостями не наблюдается.

На рис. 2 показана зависимость удельной частоты аварий на газопроводах ОАО «Газпром» в 1996–2005 гг., происшедших по различным причинам, от диаметра МГ. Хорошо видно, что для причины «Стихийное бедствие» (прежде всего, имеются в виду движения грунта) характер зависимости значительно отличается от экспоненциальной, предлагаемой в методике МЧС [1, 9, 2] для этого фактора влияния.

У упомянутых выше экспоненциальных зависимостей есть к тому же существенный негативный аспект, связанный с проектированием МТ. Так, если

зависимость $k_{т.с}(d) = \exp[-0,275(\delta - 6)]$ от толщины стенки трубы воспринимать как прямое руководство к действию при проектировании конструкции трубопровода, не беря в расчет другие влияющие факторы, то в целях уменьшения вероятности разгерметизации придется идти по пути только увеличения толщины стенки МТ, что приведет к значительному удорожанию МТ, особенно больших диаметров, которых в России большая часть.

Следует отметить весьма ограниченное и далеко не достаточное для более или менее адекватной оценки частоты аварий количество учитываемых факторов влияния в методике МЧС. Для тех же, что учтены, вызывают сомнения установленные значения поправочных коэффициентов.

Так, в рамках обобщенной причины «Внешнее воздействие» учтены лишь три фактора: толщина стенки МТ, глубина заложения МТ (к этому фактору можно отнести и учитываемое в методике наличие (отсутствие) прокладки МТ методом наклонно-направленного бурения) и фактор пересечения МТ с дорогами и инженерными коммуникациями. При этом проигнорированы такие важные факторы, как плотность населения, активность хозяйственной деятельности вблизи МТ, состояние его охранной зоны, частота патрулирования трассы и др. Не учтена и возможность диверсий на МТ. Кроме того, значения поправочного коэффициента $k_{3,г}$ учитывающего глубину заложения МТ, указанные с точностью до двух знаков после запятой, авторами никак не обоснованы. Тот факт, что в методике $k_{3,г}$ принимается равным 1 для МТ, заглубленных менее чем на 0,8 м, говорит, по существу, об уверенности авторов методики в том, что среднестатистический российский газопровод заглублен в грунт с грубым нарушением СНиП. На самом деле это не так, подавляющее большинство газопроводов находится на проектной глубине заложения.

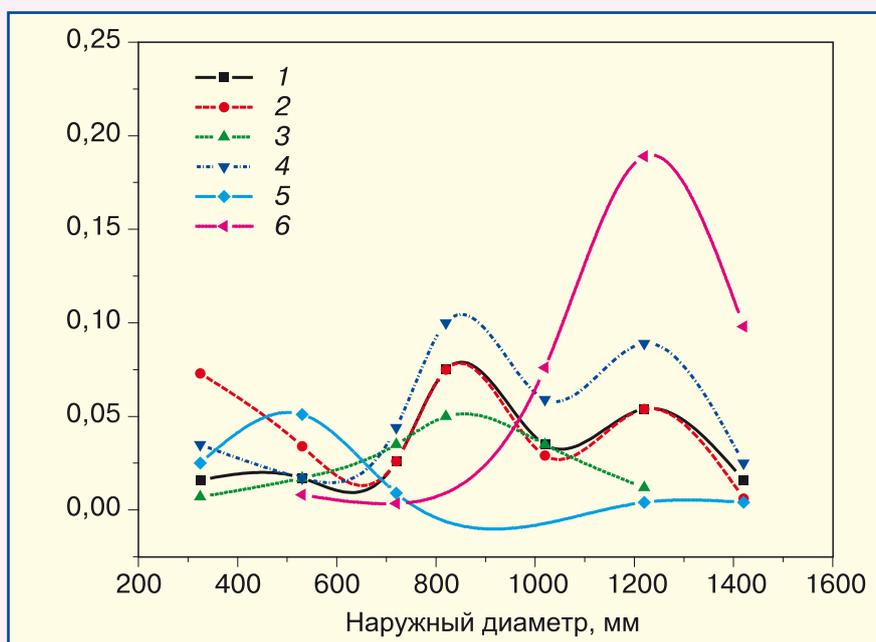


Рис. 2. Зависимость удельной частоты аварий по отдельным причинам в 1996–2005 гг. от диаметра МГ (данные ООО «Газпром газнадзор»):

1 — дефекты производства труб и оборудования; 2 — повреждения при эксплуатации (диверсии); 3 — наружная коррозия (без учета КРН); 4 — строительные дефекты; 5 — стихийное бедствие; 6 — КРН

В рамках причины «Строительный брак и дефекты материалов» учитывается только один фактор и соответственно дан один поправочный коэффициент $k_{б,д}$, который равен 1 в случае, если МТ построен «в соответствии с требованиями нормативных документов» и может быть назначен экспертом меньше 1 «при использовании современных материалов, средств контроля при строительстве и последующей эксплуатации...». О том, насколько при тех или иных условиях должно быть уменьшено значение коэффициента, в работе [1] ничего не сказано, а в официальном документе [2] приведено одно значение $k_{б,д} = 0,07$ на все случаи жизни, что настораживает. Выходит, что и в случае, если МТ выполнен из улучшенной стали, но эксплуатируется со старыми средствами контроля, и если трубопровод построен из новейших труб с новейшими средствами контроля, ожидаемая частота аварий уменьшается на одну и ту же величину — не логично. Наконец, что делать эксперту (пользователю методики), если МТ построен не «в соответствии с требованиями нормативных документов» (что нередко встречается на практике), авторы методики ничего не говорят.

То есть по умолчанию принимается, что ожидаемая частота аварий при наличии нарушений строительных нормативов не увеличивается (раз $k_{б,д}$ не может быть больше 1). Но это нонсенс.

При рассмотрении обобщенной причины «Коррозия» учтены два фактора: толщина стенки МТ и применяемая система защиты МТ. Во втором факто-

ре защиты авторы, никак не разделяя, объединили все, что можно: тип и качество изоляционного покрытия, электрохимическую защиту (ЭХЗ), внутритрубную дефектоскопию (ВТД) и «т.п.» (!) При таком «богатом» наполнении, казалось бы, этому фактору должна соответствовать довольно сложная функция поправочного коэффициента. Но на самом деле данному фактору соответствует очень лаконичный коэффициент $k_{к,из}$, который «принимается равным 1 для трубопроводов, построенных в соответствии с требованиями нормативных документов», и может быть назначен экспертом (пользователем методики) меньше 1. Насколько меньше и при каких условиях в работе [1] не сказано ничего, а в официальной методике МЧС [2] дано только одно значение $k_{к,из} = 0,16$, опять же, на все случаи жизни. И снова, как в предыдущем случае,

какие действия пользователю методики предпринимать по изменению значения $k_{к,из}$, если МТ построен «не в соответствии...», авторы методики умалчивают, давая повод этому пользователю думать, что при плохой изоляции и неработающей ЭХЗ ожидаемая частота аварий несколько не увеличится, все будет хорошо. Это не логично. Не говоря уже о том, что не разделяются различные виды коррозии (в частности, не выделена в отдельный класс КРН, по причине которой происходит половина всех аварий на МГ), не учтены важнейшие, влияющие на коррозию, внешние факторы, такие как: коррозионная активность грунта, чередование грунтов, наличие зон блуждающих токов, водотоков и др.

В рамках обобщенной причины «Движение грунта» также учтено только два фактора: диаметр МТ (поправочный коэффициент выражен экспоненциальной зависимостью $k_{д,гд}(D) = \exp[-0,00156(D - 274)]$) и прохождение МТ через водные преграды и заболоченные участки. Такие важнейшие факторы, как прохождение МТ через зоны селевой, сейсмической, оползневой, карстовой опасностей, многолетнемерзлых грунтов, не учтены, и соответствующие коэффициенты не введены. Это тем более удивительно, что авторы методики эти факторы (кроме мерзлоты и карста) все же упоминают в тексте. Не приняты во внимание факторы, связанные со специальными мероприятиями, предотвращающими движение грунта или снижающими его воздействие на МТ.

В обобщенной причине «Ошибки оператора» учтен только один фактор — диаметр газопровода, который фигурирует в качестве аргумента экспоненциальной функции поправочного коэффициента $k_{on}(D) = \exp[-0,004(D - 264)]$, которая, как видно из рис. 1, не подтверждается статистикой аварий на российских газопроводах. При этом не учтены такие логически уместные в данном случае и важные факторы влияния, как квалификация персонала линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС), наличие и состояние проектной и эксплуатационной документации у оператора, укомплектованность и техническая оснащенность ЛЭС.

Следует также особо отметить, что в обсуждаемой методике МЧС [1, 9, 2] никак не учитывается такой немаловажный фактор влияния, как срок эксплуатации (возраст) МГ. Между тем, как показывает статистика, аварийность на МГ по различным причинам существенно зависит от срока их эксплуатации (рис. 3).

Таким образом, можно сделать вывод, что та часть методики оценки пожарного риска на ЛЧ МГ, излагаемой в работе [1] и документе [2], которая касается оценки частоты аварий, не может быть применена в отношении российских МГ, поскольку построена исключительно на результатах анализа статистических данных по авариям и инцидентам на западноевропейских газопроводах, которые в корне отличаются от соответствующих данных по российским газопроводам, прежде всего в части распределения аварий по причинам. Принятые в методике зависимости для поправочных коэффициентов базируются на резуль-

татах регрессионного анализа упомянутой зарубежной статистики, а не на результатах анализа причинно-следственного механизма возникновения аварий на ЛЧ МГ. Как следствие, методика оперирует очень незначительным числом влияющих факторов, учитываемых с помощью коэффициентов, не отражающих российскую специфику. В силу этого она не может служить адекватным инструментом корректировки среднестатистического значения частоты аварий для конкретных участков газопроводов, эксплуатируемых и строящихся в России.

Наконец, несколько слов о типах и масштабах разгерметизации газопроводов, способных создать пожароопасную ситуацию, которые в этом смысле значительно отличаются от жидкостных МГ. В отличие от методики МЧС [2] в стандарте ОАО «Газпром» [6] в качестве аварий рассматриваются разрывы «на полное сечение» с истечением газа в окружающую среду, которые могут развиваться по различным сценариям, укладываемым в четыре типовые группы: «пожар в котловане», «две горящие струи газа», «низкоскоростной шлейф газа из котлована без воспламенения» и «две струи газа без воспламенения». Две «пожарные» группы сценариев именно при полном разрушении газопровода, на наш взгляд, вполне адекватно позволяют в итоге оценить пожарный риск эксплуатации газопроводов, поскольку только они и способны создать реальную «пожароопасную ситуацию». В то время как возникающие при «частичной разгерметизации» свищи и «средние утечки» газа (последние, согласно механике разрушения газопроводов, имеют место в основ-

ном на газопроводах малого диаметра с относительно невысоким рабочим давлением) характеризуются весьма малой вероятностью воспламенения (табл. 3 [12, 14, 15, 16]).

При рассмотрении табл. 3 отдельно стоит остановиться на типах разгерметизации МГ, фигурирующих в базе данных EGIG [12, 15, 16], которые включены авторами работы [1] в методику МЧС [2] уже применительно к отечественным МГ. Следует отметить, что около 20 % газопроводов, внесенных в базу данных EGIG, эксплуатируются при относительно небольших рабочих давлениях (от 1,5 до 4,5 МПа) и значительная часть их (52 %) имеет диаметры до 430 мм, доля же газопроводов с большими диаметрами (более 1000 мм) составляет около 10 %. Возможно, именно этим объясня-

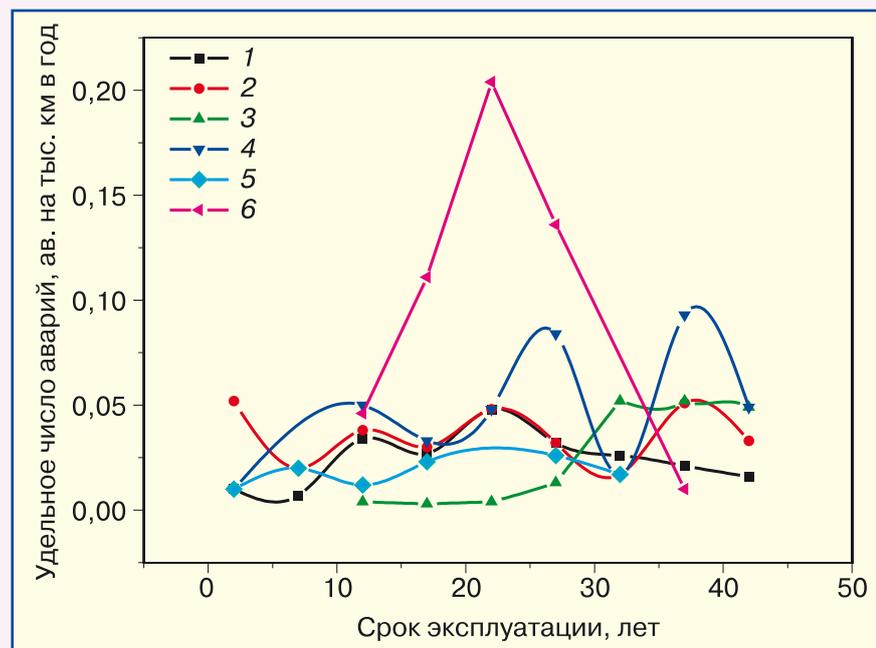


Рис. 3. Зависимость удельной частоты аварий на МГ ОАО «Газпром» по отдельным причинам в 1996–2005 гг. от срока эксплуатации МГ: 1–6 — то же, что и на рис. 2

Таблица 3

Тип разгерметизации и диаметр отверстия истечения, мм	Условная вероятность воспламенения		
	Данные EGI G по западноевропейским газопроводам [12, 15, 16]		
	1970–2001 гг.	1970–2004 гг.	1970–2007 гг.
<20 мм (проколы, свищи)	0,032	0,03	0,04
≥20 мм, но менее диаметра газопровода (средние утечки)	0,021	0,02	0,02
Полный разрыв (газопроводы всех диаметров)	Данные не приведены	Данные не приведены	0,13
Полный разрыв (газопроводы диаметрами менее 16 дюймов (406 мм))	0,095	0,10	0,10
Полный разрыв (газопроводы диаметрами более 16 дюймов (406 мм))	0,250	0,25	0,33

ется, что до 35 % зафиксированных на западноевропейских газопроводах фактов разгерметизации относятся к «отверстиям» (со «средними утечками») и только 14 % — к разрывам.

В ОАО «Газпром» более 60 % газопроводов имеют диаметры от 1000 до 1400 мм и эксплуатируются под давлением от 5,5 до 7,5 МПа. И когда авторы методики [2] в отношении таких МГ предлагают рассматривать в качестве типов разгерметизации, кроме точечных проколов (которые априори не вызывают пожароопасных ситуаций) и полных разрывов (только они и вызывают пожароопасные ситуации), еще и «отверстия с диаметром, равным 10 % диаметра магистрального газопровода», то это последнее вызывает много вопросов. Поскольку существует понятие критической («максимальной нераспространяющейся») сквозной трещины, т.е. трещины, еще не переходящей в полный разрыв МГ, площадь поперечного сечения которой может быть приблизительно определена по формуле [17]

$$A = 0,475 Rt, \quad (2)$$

где A — площадь поперечного сечения отверстия разгерметизации, m^2 ; R — радиус трубы, m ; t — толщина стенки трубы, m .

Нетрудно вычислить, что для МГ с внешним диаметром $D = 1,420$ м и толщиной стенки $0,015$ м площадь поперечного сечения критической «дырки» составит $0,005$ m^2 , что в 3 с лишним раза меньше площади поперечного сечения упомянутого в методике МЧС [2] отверстия с диаметром $0,1D$, равной $0,016$ m^2 . То есть отверстие диаметром $0,1D$ на МГ «не жилец», оно переходит в полный разрыв МГ. Об этом же можно прочитать в работах [18, 19], в которых говорится о том, что для МГ существует критический размер сквозной трещины (не круглого отверстия, а узкой трещины) по образующей трубы, составляющий примерно $1/4$ диаметра МГ, при превышении которого под действием внутреннего давления газа происходят ее дальнейший самопроизвольный рост и протяженный разрыв. Если длина трещины меньше критической, то вероятнее всего образование свища, который не представляет серьезной угрозы для реципиентов, учитывая незна-

чительную интенсивность истечения газа и весьма малую вероятность его воспламенения. Все сказанное ставит под сомнение необходимость учета при расчете пожарного риска МГ (в отличие от жидкостных МТ) двух первых из трех типов разгерметизации, введенных в методике МЧС [1, 2], и подтверждает разумность подхода, изложенного в стандарте ОАО «Газпром» [6], учитывающего при анализе риска МГ только полные их разрывы.

В целом очевидно, что ввод в действие методики МЧС [2], основанной (в части оценки частоты аварий) исключительно на результатах анализа зарубежной статистики аварийности западноевропейских МГ (что в преломлении к российским МТ обрачивается искаженной информацией о причинах и закономерностях возникновения и развития аварийных ситуаций на них), может привести не только к недостоверным оценкам пожарного риска, но и к внедрению необоснованно затратных мероприятий по обеспечению безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта.

Поэтому для оценки ожидаемой частоты аварий на МТ при расчетах пожарного риска предлагаем все-таки применять проверенные временем методики [6, 7, 8], базирующиеся на отечественной статистике по аварийности и содержащие обоснованный набор факторов влияния.

В заключение отметим, что основные положения настоящей статьи в виде замечаний и предложений от специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ЗАО НТЦ ПБ в декабре 2010 г. были направлены в Департамент надзорной деятельности МЧС России, однако в окончательном документе [2] учтены не были.

Список литературы

1. Оценка пожарного риска линейной части магистральных трубопроводов / Ю.Н. Шебеко, Д.М. Гордиенко, А.А. Пономарев и др. // Пожарная безопасность. — 2010. — № 4. — С. 47–58.
2. Изменения, вносимые в приказ МЧС России от 10.07.09 № 404. Приложение к приказу МЧС России от 14.12.2010 № 649.
3. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о тре-

бованиях пожарной безопасности»// Собр. законодательства Рос. Федерации. — 2008. — № 30. — Ст. 3579.

4. *Mulbauer W.K.* Pipeline Risk Management Manual: A Systemic Approach to Loss Prevention and Risk Assessment. — Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1992.

5. *Committee for the Prevention of Disasters.* Methods for Quantitative Risk Analysis («Purple Book»), 2-nd edition. — The Hague: SDU, 1999.

6. *СТО Газпром 2-2.3-351—2009.* Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». — М.: ОАО «Газпром», 2009. — 380 с.

7. *Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром».* — М.: ОАО «Газпром», 2007. — 118 с.

8. *Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах.* — Сер. 21. — Вып. 1. — М.: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002. — 120 с.

9. *Расчеты частоты аварийной разгерметизации для количественного анализа риска современных магистральных газопроводов/ С. В. Шавкин, А. Н. Черноплеков, А. В. Гостева и др.*// Приложение к журналу «Безопасность жизнедеятельности». — 2009. — № 3. — С. 24.

10. *Овчаров С.В., Сафонов В.С.* Балльно-факторный метод оценки ожидаемой частоты аварий на газопроводах — новая интерпретация не нового подхода// Проблемы системной надежности и безопасности транспорта газа: Сб. науч. тр. — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. — С. 240–263.

11. *Овчаров С.В.* Разработка методов анализа риска эксплуатации магистральных трубопроводов: Дис... канд. техн. наук. — М., 1998. — 344 с.

12. *EGIG: European Gas Pipeline Incident Data Group.* 6-th EGIG report 1970–2004. EGIG document 05.R.0002. December, 2005.

13. *A Guideline: Using or Creating Incident Databases for Natural Gas Transmission Pipelines.* Report of Study Group 3.4. 23-rd World Gas Conference. June 1–5, 2006. Amsterdam.

14. *Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта/ М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева// Безопасность труда в промышленности.* — 2010. — № 7. — С. 16–22.

15. *EGIG: European Gas Pipeline Incident Data Group.* 5-th EGIG report 1970–2001. Gas Pipeline Incidents. Doc.Number EGIG 02.R.0058. September, 2002.

16. *EGIG: European Gas Pipeline Incident Data Group.* 7-th EGIG report 1970–2007. Gas Pipeline Incidents. Doc.Number EGIG 08.TV. — В.0502. December, 2008.

17. *SINTEF (1991).* Handbook for Fire Calculations and Fire Risk Assessment in the Process Industry.

18. *Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И.* Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. — М.: Недра, 1990. — 264 с.

19. *Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах ОАО «Газпром», подконтрольных Госгортехнадзору России.* ВРД 39-1.2-054—2002. — М.: ОАО «Газпром». — 2002.

S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru

ПРИБОРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Креномеры сигнальные цифровые КСЦ-1 и КСЦ-1Ех во взрывозащищенном исполнении



Устанавливаются на автомобильные краны, автомобильные подъемники (вышки), трубоукладчики, мобильные буровые установки и установки для ремонта нефтяных и газовых скважин.

Функции устройств:

- индикация угла наклона платформы грузоподъемного механизма по двум координатам;
- включение внешних сигнальных и противоаварийных устройств;
- индикация скорости ветра (КСЦ-1 Ех).

Устройство дистанционного радиуправления ДУ-1



Дистанционное управление по радиоканалу грузоподъемными кранами, автомобильными подъемниками (люльками), механизмами и другими устройствами (ворота, двигатель, вентиляция и т.п.).

Основные особенности:

- удобное управление краном в большом цехе;
- отсутствует кабельная связь пульта с краном;
- основной рабочий выполняет функции крановщика по управлению краном;
- рабочий, находясь в люльке, сам управляет перемещением;
- допускается снятие крана с регистрации (до 10 т включительно);
- время работы без подзарядки аккумулятора до 3 мес.

Реле-сигнализатор предельной температуры СПТ



Устанавливается на стреловые самоходные электрические и гидравлические, мостовые, козловые и башенные краны, автомобильные подъемники (вышки) и другие грузоподъемные механизмы.

Функции устройства:

- сигнализация и включение исполнительных устройств при снижении или повышении температуры окружающей среды выше или ниже допустимого предела;
- встроенный счетчик времени наработки.

Анемометры сигнальные цифровые АСЦ-3 и АСЦ-Р



Устанавливаются на башенные, козловые, порталные и другие краны; аэродромы; гидрометеостанции; нефтяные и газовые вышки; радио и телевышки; электрические сети; морские суда, в портах. Используются как учебное пособие.

Функции устройств:

- измерение скорости ветра в промышленных условиях;
- определение опасных ветровых порывов;
- включение сигнальных и противоаварийных устройств.

Ограничитель грузоподъемности ОГП-10 со встроенным регистратором параметров



Прибор предназначен для установки на краны мостового типа и защиты крана от перегрузок, а также для отображения информации о фактической массе поднимаемого груза и степени загрузки крана.

В блок встроен регистратор параметров, необходимый для оценки наработки и фактической «нагруженности» кранов мостового

типа, в т.ч. для контроля за наступлением их предельного состояния и получения дополнительной справочной информации.

ЗАО НПО «ТЕХКРАНЭНЕРГО»

600009, г. Владимир, ул. Полины Осипенко, 66
www.pribortke.ru, e-mail: srpb@tke.ru

Телефон / факс:
(4922) 33-19-07

