

УДК 629.10.061  
© Коллектив авторов, 2010

## АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ДАННЫХ ПО АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА



**М.В. Лисанов,**  
д-р техн. наук, директор  
центра анализа риска



**А.В. Савина,**  
ст. науч. сотрудник



**Д.В. Дегтярев,**  
науч. сотрудник



**Е.А. Самусева,**  
науч. сотрудник

(ЗАО НТЦ ПБ)

*In this Article we analyze pipelines accident data from existing databases of Europe, USA and Canada. Accident frequencies, causes and comparison of the above parameters with Rostekhnadzor data are described.*

*Ключевые слова: магистральные трубопроводы, анализ статистических данных, аварийность, травматизм.*

**А**нализ аварийности — одна из основных процедур при принятии решений по обеспечению безопасности, в том числе при количественной оценке риска.

Для выявления тенденций изменения аварийности, в том числе под влиянием современных мер обеспечения безопасности, была проанализирована информация, содержащаяся в доступных базах данных для объектов сухопутных магистральных трубопроводов США, Канады, России и Европы.

В России, Канаде и США сбор данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта осуществляется на государственном уровне в соответствии с национальным законодательством: в США — Бюро трубопроводной безопасности Управления по безопасности трубопроводов и опасным материалам (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration — OPS PHMSA ([www.phmsa.dot.gov](http://www.phmsa.dot.gov))) Министерства транспорта, в Канаде — Национальным энергетическим управлением (National Energy Board — NEB ([www.neb.gc.ca](http://www.neb.gc.ca))), в России — Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор ([www.gosnadzor.ru](http://www.gosnadzor.ru))).

В Европе сбор и обобщение данных об аварии-

ях производят добровольные объединения: Европейская группа по сбору данных об авариях на газопроводах (European Gas Pipeline Incident Data Group — EGIG ([www.egig.nl](http://www.egig.nl))), Ассоциация операторов магистральных сухопутных газопроводов Великобритании (UNITED KINGDOM ONSHORE PIPELINE OPERATORS' ASSOCIATION — UKOPA ([www.ukopa.co.uk](http://www.ukopa.co.uk))) и Ассоциация операторов западно-европейских магистральных нефтепроводов (CONservation of Clean Air and Water in Europe — CONCAWE ([www.concawe.be](http://www.concawe.be))).

Данные по аварийности, собираемые этими организациями, представлены в открытом доступе: NEB [1] и Ростехнадзор [2] ежегодно кратко отчитываются о происшедших авариях, в том числе об их причинах; EGIG [3], UKOPA [4] и CONCAWE [5] периодически публикуют отчеты о результатах предварительной обработки данных, содержащихся в пределах их баз данных; PHMSA кратко отчитывается о происшедших авариях [6, 7], а также предлагает необработанные данные к загрузке с сайта Бюро по трубопроводной безопасности [8].

Различные организации и объединения собирают и обобщают информацию по разным видам транспортируемых веществ и регистрируют разные виды отказов на трубопроводном транспорте.

Отличаются как критерии, по которым те или иные аварийные события включаются в статистическую базу, так и характеристики рассматриваемого объекта, и сами методы формирования базы.

По аналогии с [9] проведем сравнительный анализ доступных баз данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта. Характеристика баз данных по аварийности различных источников сведений приведена в табл. 1.

Кроме методов сбора данных и типов рассматриваемых объектов различается также характер фиксируемых аварийных событий (табл. 2).

Прямое сравнение данных, предоставленных разными организациями, трудновыполнимо и может привести к различиям в интерпретации результатов (принимая во внимание, например, различия в понимании аварийного события, объема и состава учитываемого оборудования, методов сбора данных). Разница заключается в объеме и детальности собираемых исходных необработанных данных, в применяемых методах предварительного анализа, в климатических, географических и демографических условиях, технических факторах (на-

пример, в сроках эксплуатации трубопроводных систем или принятых стандартах технического обслуживания).

Описанные выше особенности каждой из систем сбора статистической информации об авариях на трубопроводах, а также сложность получения подробных сведений, особенно архивных, из существующих баз делают обобщение приведенных в них данных весьма затруднительным. Однако имеющаяся информация позволяет сделать ряд выводов, общих для всех рассматриваемых трубопроводных систем.

Основной статистической характеристикой аварийности на магистральных трубопроводах является интенсивность аварий, выражаемая количеством аварий в единицу времени (обычно в год) на единицу длины трассы (на 1000 км).

Так, статистика по европейским газопроводам [3, 4] позволяет проследить динамику аварийности с начала 70-х годов XX в., а по американским [1, 6–8] за последние 10–20 лет. Удельная интенсивность аварий на магистральных газопроводах, осредненная по пятилетним периодам, приведена

Таблица 1

Показатели	Источник сведений					
	EGIG	CONCAWE	УКОПА	NEB	PHMSA	Ростехнадзор
Объекты исследования:						
линейная часть	+	+	+	+	+	+
площадочные объекты и любое другое оборудование	-	+	-	+	+	+
Материал трубопроводов:						
сталь	+	+	+	+	+	+
пластик, др.	-	-	+	-	+	-
Транспортируемые вещества:						
природный газ	+	-	+	+	+	+
нефть	-	+	+	+	+	+
нефтепродукты	-	+	-	+	+	+
другие	-	-	+	-	+	+
Расположение трубопроводов:						
континентальное	+	+	+	+	+	+
морское <sup>1</sup>	-	-	-	+	+	+
Нефтепроводы:						
магистральные	+ <sup>2</sup>	+	+	+	+	+
промысловые	-	-	-	+	+	+
распределительные	-	-	-	-	+	+
Протяженность магистральных трубопроводов, тыс. км:						
природного газа	129,7	-	20,6	26,3	471,1	166
нефти	-	10,7	0,2	14,4	83,1	52,5
нефтепродуктов	-	14,0	-	-	98,2	21,8
Период сбора данных <sup>3</sup>	1971–2007 <sup>4</sup>	1971–2007	1962–2008	1991–1999, 2000–2007	1970–1984, 1984–2002, 2002–2009	1996–2009

**Примечание.** «+» — присутствует, рассматривается в выборке; «-» — отсутствует, не рассматривается.

<sup>1</sup> Аварийность на морских трубопроводах рассмотрена в [10].

<sup>2</sup> Газопроводы с давлением более 15 бар (1,5 МПа).

<sup>3</sup> Периоды сбора данных по аварийным утечкам, на протяжении которых не менялись критерии сбора данных.

<sup>4</sup> Дата окончания последнего периода сбора соответствует наиболее актуальному из опубликованных официальных отчетов.

Таблица 2

База данных	Критерии определения аварии <sup>1</sup>					
	Объем аварийной утечки	Серьезный несчастный случай, в том числе со смертельным исходом	Пожар, взрыв	Загрязнение окружающей среды	Ущерб	Другие
<b>Газопроводы</b>						
Ростехнадзор [11]	Более 10 000 м <sup>3</sup>	+	+	–	–	Повреждение/разрушение соседних объектов
PHMSA	–	+	–	–	Более 50 тыс. долл. США	–
NEB	Рассматриваются все утечки независимо от объема	+	+	–	–	Эксплуатация трубопровода с нарушением предельных проектных параметров
UKOPA	То же	–	–	–	–	Случаи дефектов и повреждений стенки трубопровода
EGIG	–»–	–	–	–	–	–
<b>Нефте- и нефтепродуктопроводы</b>						
Ростехнадзор	Более 10 м <sup>3</sup>	+	+	+	–	Превышение объема утечки легкоиспаряющейся жидкости более 1 м <sup>3</sup> в сутки
PHMSA	Более 50 баррелей (8 м <sup>3</sup> )	+	+	–	Более 50 тыс. долл. США	–
NEB	Более 1,5 м <sup>3</sup>	+	+	+	–	Эксплуатация трубопровода с нарушением предельных проектных параметров
CONCAWE	Более 1 м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–

<sup>1</sup> Рассматриваются аварийные события, которые удовлетворяют хотя бы одному из указанных критериев: «+» — рассматриваемый критерий; «–» — критерий не рассматривается.

на рис. 1. Из рис. 1 очевидно снижение аварийности на газопроводах Европы в 6 раз по сравнению с 70-ми годами. На газопроводах США последние 20 лет этот показатель устойчиво держится на низком уровне.

Кроме того, следует отметить близость показателей аварийности на газопроводах США и Канады. Газопроводы Великобритании в 1,5–2 раза надежнее, чем европейские континентальные. На европейских и североамериканских континентальных газопроводах аварийность составляет 0,1–0,2 аварии в год на 1000 км.

Можно также говорить о близости показателей аварийности на европейских [5] и американских [1, 6–8] трубопроводах нефти и нефтепродуктов. Удельная интенсивность аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах, осредненная по пятилетним периодам, приведена на рис. 2. Показатели аварийности на европейских магистральных нефтепроводах по сравнению с 70-ми годами снизились в 4–5 раз. В настоящее время показатель аварийности западных нефте- и нефтепродуктопроводов составляет около 0,1–0,5 аварий в год на 1000 км.

Показатели аварийности на трубопроводах России за последние 5 лет приблизились к показателям аварийности на трубопроводах США и Европы:

0,27 аварий в год на 1000 км для нефтепроводов, 0,06 — для нефтепродуктопроводов и 0,13 — для газопроводов.

Обобщенные показатели аварийности для различных трубопроводных систем представлены в табл. 3.

Аварийность на газопроводах США формально считается ниже, чем на европейских. Это объясняется, в том числе изменением в законодательстве с 1984 г. понятия «авария»: под таковым понимаются события, нанесшие материальный ущерб свыше 50 тыс. долл. США (в Европе авариями считаются все случаи непреднамеренной утечки газа). Сравнение данных по авариям на американских газопроводах за пятилетний период показывает, что до 1984 г. число их было больше, по крайней мере, в 5 раз [12].

Имеющиеся статистические данные позволяют также отследить зависимость частоты аварий от размера (или диапазона размеров) дефектного отверстия.

В большинстве баз данных используется различная, в том числе лингвистическая, классификация повреждений. При этом сравнивать статистические данные достаточно трудно из-за неоднозначности трактовки того или иного термина, характеризующего повреждение.

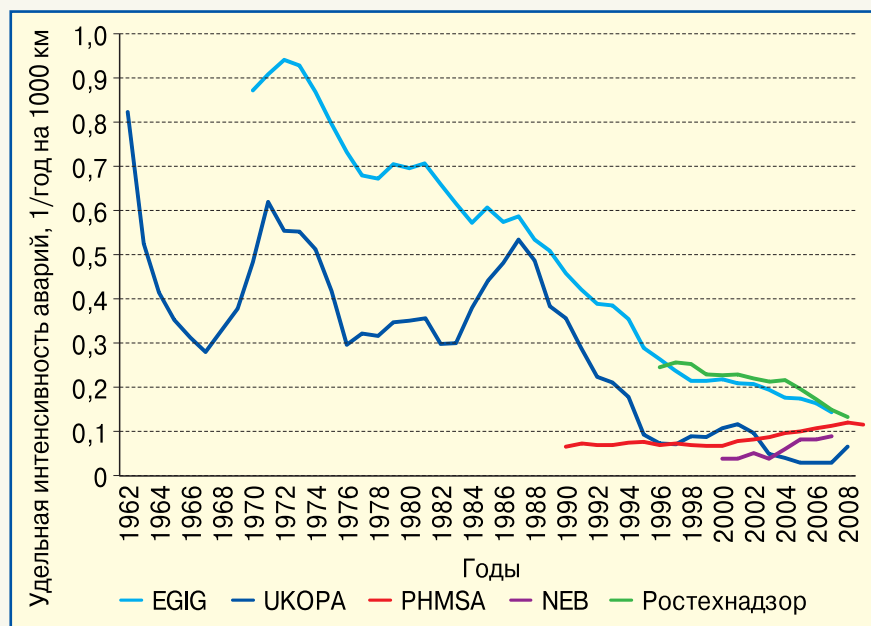


Рис. 1. Удельная интенсивность аварий на магистральных газопроводах, осредненная по пятилетним периодам

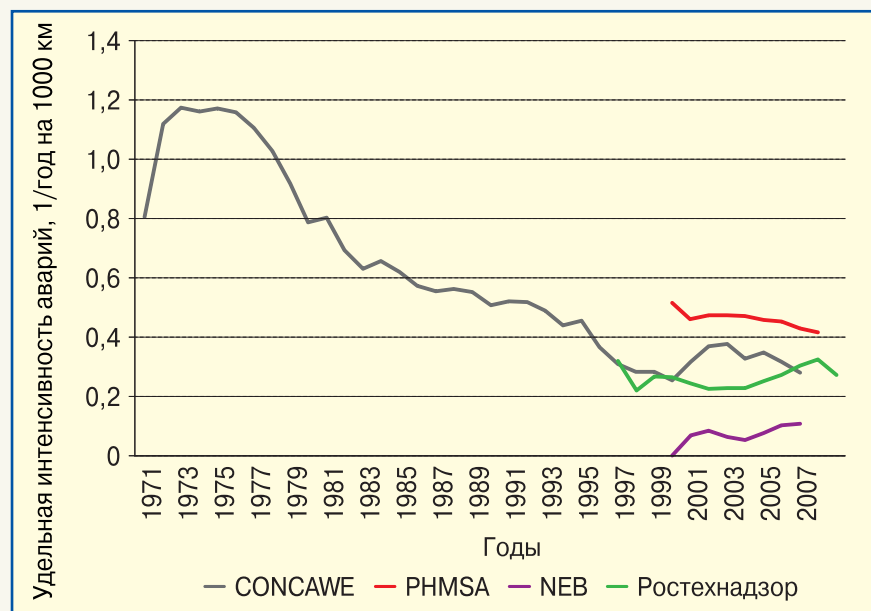


Рис. 2. Удельная интенсивность аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах, осредненная по пятилетним периодам

В работе [13] обобщена информация по частоте разгерметизации трубопроводов на основе данных CONCAWE и EGIG по авариям за последний пятилетний период с учетом размеров отверстий разгерметизации. Так, для подземных трубопроводов жидкости и газа с отверстием 10 мм (свищ) предлагается принимать удельную частоту возникновения аварий  $7,9 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км (условная вероятность 0,45); с отверстием  $0,5D_v$  (трещина) —  $6,9 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км (0,39); разрывом на полное сечение —  $2,8 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км (0,16).

Материалы PHMSA [8] позволяют оценить условную вероятность различных типов разгерметизаций линейной части нефте-, нефтепродуктопроводов и газопроводов для труб разных диаметров.

Из табл. 4 прослеживаются существенные различия в характере распределения отверстий при разгерметизации на американских жидкостных и газовых трубопроводах. Так, для нефте- и нефтепродуктопроводов характерны свищи (65–70%), для газопроводов — крупные разгерметизации — разрывы (около 45%).

Данные PHMSA [8] по аварийности позволяют оценить условную вероятность воспламенения аварийных утечек на линейной части сухопутных трубопроводов (табл. 5).

Зависимость условной вероятности воспламенения от типа

Таблица 3

Период	Интенсивность аварий, 1/год на 1000 км				
	Европа	Великобритания	США	Канада	Россия
<b>Магистральные газопроводы</b>					
70-е годы	0,84	0,50	1,48	–	–
С начала наблюдений по настоящее время	0,37	0,24	0,14*	0,09	0,19
Последние 5 лет	0,14	0,06	0,12	0,11	0,13
<b>Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы</b>					
70-е годы	1,17	–	–	–	–
С начала наблюдений по настоящее время	0,55	–	0,43	0,10	0,25
Последние 5 лет	0,28	–	0,39	0,11	0,27

\* Начиная с 1984 г.

Таблица 4

Размер труб, дюйм	Условная вероятность образования различных типов дефектных отверстий за 2002–2009 гг. <sup>1</sup>		
	Свищи	Трещины	Разрывы
<b>Нефте- и нефтепродуктопроводы</b>			
8–10	0,68	0,26	0,06
10–20	0,65	0,22	0,13
Свыше 20	0,67	0,21	0,12
<b>Газопроводы</b>			
8–10	0,22	0,32	0,46
10–20	0,29	0,31	0,40
Свыше 20	0,43	0,13	0,44

<sup>1</sup> Представленные типы дефектных отверстий характеризуются PHMSA следующим образом: свищ — разгерметизация с отверстием, которое сложно увидеть невооруженным взглядом и размеры которого можно охарактеризовать как крошечные; трещина — утечка с отверстием, характерные размеры которого (длину, ширину или диаметр) можно уверенно определить; разрыв — полная разгерметизация участка трубопровода.

воспламенения утечки от ее объема: при разрывах газопроводов на полное сечение вероятность воспламенения возрастает до 0,13 (0,33 — при «разрывах» газопроводов  $D_y > 400$  мм).

В российских нормативных документах приводятся рекомендуемые для расчетов условные вероятности воспламенения в зависимости от диаметра газопровода [14] и от массового расхода истечения горючих жидкостей и газа [15], близкие приведенным выше.

По данным CONCAWE (2003–2007 гг.) и PHMSA (2002–2009 гг.) можно оценить объемы аварийных утечек и потерь нефти (табл. 7). Данные табл. 7 показывают, что средние удельные потери нефти при авариях на американских и европейских нефтепроводах составляют 11–25 % объема утечек и соответствуют критерию «средней» (согласно [16]) сте-

Таблица 5

Транспортируемое вещество	Наземные участки			Подземные участки			Средняя условная вероятность воспламенения
	Общее число утечек	Число утечек с воспламенением	Условная вероятность воспламенения	Общее число утечек	Число утечек с воспламенением	Условная вероятность воспламенения	
Сырая нефть	57	2	0,04	684	13	0,02	0,02
Дизельное топливо	10	0	<0,01	95	2	0,02	0,02
Котельное топливо	7	1	0,14	95	0	<0,01	0,02
Бензин	10	1	0,10	298	12	0,04	0,04
Реактивное топливо	3	0	<0,01	34	1	0,03	0,02
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	3	1	0,33	118	13	0,11	0,12
Газ	16	2	0,12	230	16	0,07	0,07

дефектных отверстий для трубопроводов нефти и нефтепродуктов и газопроводов диаметром выше 10 дюймов, согласно данным PHMSA, представлена в табл. 6.

Таблица 6

Дефектное отверстие	Число утечек		Условная вероятность воспламенения
	общее	с воспламенением	
<b>Нефте- и нефтепродуктопроводы</b>			
Свищи	103	0	<0,01
Трещины	37	1	0,03
Разрывы	18	2	0,11
<b>Газопроводы</b>			
Свищи	80	2	0,03
Трещины	45	3	0,07
Разрывы	92	13	0,14

Таким образом, условная вероятность воспламенения нефти и нефтепродуктов составляет 0,02–0,03, газа — 0,07–0,08, причем наибольшая вероятность воспламенения (0,11–0,14) наблюдается при «разрывах» трубопроводов. В отчетах EGIG и UKOPA также представлены данные о доле аварий с воспламенением газа — 0,04 и 0,05 соответственно. Кроме того, в [3] отмечена зависимость частоты

Таблица 7

Показатели	CONCAWE	PHMSA
Объем разлитой нефти в год, м <sup>3</sup>	1032	7018
Объем потерянной нефти в год, м <sup>3</sup>	378	2092
Число случаев разлива нефти за рассматриваемый период	49	788*
Средний объем разлитой нефти при аварии, м <sup>3</sup>	98	71
Средний объем потерянной нефти при аварии, м <sup>3</sup>	34	21
Средний коэффициент сбора нефти	0,65	0,7
Средние удельные утечки нефти, м <sup>3</sup> /год на 1000 км	30	85
Средние удельные потери нефти, м <sup>3</sup> /год на 1000 км	11	25

\* Все разливы объемом более 1 м<sup>3</sup>.

пени риска: от 0,1 до 100 т/год на 1000 км, характерной для российских нефтепроводов.

Другой важный фактор, показывающий безопасность трубопроводных систем, — травматизм.

В США при авариях на газопроводах с 1990 г. и по настоящее время погибли 33 и пострадали 173 человека, а при авариях на нефте- и нефтепродуктопроводах — соответственно 42 и 181 че-



ловек. Удельная частота этих несчастных случаев составляет  $2,2 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км газопровод и  $4,6 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км нефте- и нефтепродуктопровод.

Из более чем 1100 аварий, зарегистрированных на магистральных газопроводах Европы почти за 40 лет наблюдения, только 11 привели к смерти или травмированию людей (удельная частота несчастных случаев, в том числе со смертельным исходом, составляет  $0,35 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км). На европейских магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах с 1971 г. из более чем 450 аварий только 8 сопровождалось причинением вреда здоровью, при этом общее число травмированных составило 3 чел., а погибших — 14 человек за все годы наблюдения (удельная частота несчастных случаев составляет  $1,9 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км). Максимально опасная авария на европейских нефтепроводах произошла в 1979 г., погибли 5 человек. Отмечается, что все пострадавшие при авариях были связаны с работами на нефтепроводе (персонал, занятый аварийными работами, бульдозерист и т.д.<sup>1</sup>).

По данным Ростехнадзора [2] за последние 10 лет на объектах магистрального трубопроводного транспорта погибли 55 человек (удельная частота смертельных несчастных случаев составляет  $1,9 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км газопроводов и  $3,6 \cdot 10^{-2}$  1/год на 1000 км нефте- и нефтепродуктопроводов<sup>2</sup>). Основная причина смертельного травмирования людей — грубые нарушения требований промышленной безопасности руководством и персоналом компаний в процессе эксплуатации, технического обслуживания и ремонта трубопроводов и оборудования.

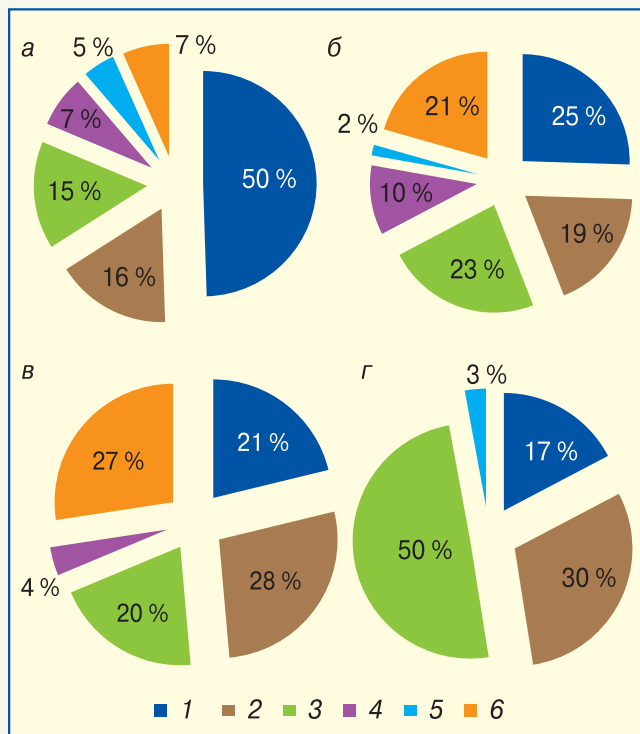
При статистической обработке результатов исследования выделяют различные причины возникновения аварий, которые можно объединить в шесть обобщенных групп факторов: коррозия, дефекты оборудования/материала, внешние и природные воздействия, ошибочные действия персонала и др.

Распределение аварий на магистральных газо-, нефте- и нефтепродуктопроводах, в зависимости от причин их возникновения, представлено на рис. 3, 4.

В соответствии с данными EGIG, CONCAWE, PHMSA внешнее воздействие (деятельность третьих лиц) — основная причина аварий на трубопроводах. Доля аварий, связанных с внешним воздействием, зависит от диаметра трубопровода, толщины стенки и глубины его залегания, применяемых мер по предотвращению повреждений и ме-

<sup>1</sup> В том числе человек, утонувший в разлившейся нефти при попытке совершить врезку в нефтепровод с целью ее хищения.

<sup>2</sup> Эта величина характеризует типичные аварии с гибелью нескольких человек и не учитывает маловероятные, но реальные аварии с катастрофическими последствиями на таких объектах. Например, авария со взрывом ШФЛУ под Уфой в 1989 г., при которой погибли 575 пассажиров двух поездов.



**Рис. 3. Распределение аварий на магистральных газопроводах в зависимости от причин их возникновения по данным:**

а — EGIG (1970–2008 гг.); б — PHMSA (1988–2008 гг.); в — УКОРА (1962–2008 гг.); г — Ростехнадзора (2000–2008 гг.); 1 — внешнее воздействие; 2 — дефекты оборудования (материала); 3 — коррозия; 4 — природное воздействие; 5 — ошибочные действия персонала; 6 — другие

стоположения трубопроводов (пригород или сельская местность).

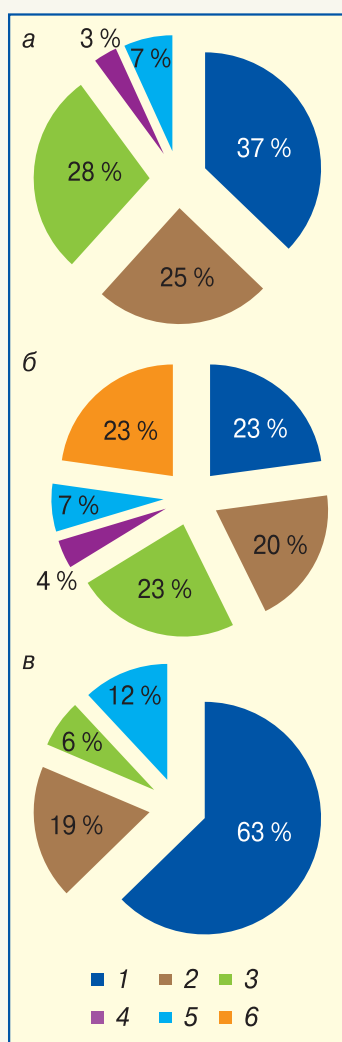
Согласно зарубежным данным по аварийности именно толщина стенки и глубина залегания трубопроводных систем — доминирующие факторы их устойчивости при воздействии, вызванном внешними причинами.

Увеличение глубины залегания с 1 до 2 м снижает вероятность повреждений трубопровода от внешнего воздействия в 10 раз в сельской местности и в 3,5 раза в пригородной зоне [12].

Влияние толщины стенки трубы на аварийность рассмотрено в [3, 4]. Отмечено, что при ее увеличении воздействие внешнего фактора снижается в 4 раза, а при толщине стенки 10 мм и более частота утечек при внешнем воздействии уменьшается в 20–30 раз.

Частота утечек в результате коррозии также зависит от толщины стенки. Так, на трубопроводах с толщиной стенки трубы более 5 мм аварийность из-за коррозии в 3–6 раз ниже, чем с меньшей толщиной стенки [3, 4].

Таким образом, статистический анализ данных по аварийности позволяет выявить общие тенден-



**Рис. 4. Распределение аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в зависимости от причин их возникновения, по данным:**

а — CONCAWE (1971–2007 гг.);  
б — PHMSA (1988–2008 гг.);  
в — Ростехнадзор (1996–2008 гг.); 1–6 — то же, что и на рис. 3

ции и факторы, которые могут быть использованы на практике и при совершенствовании методических документов по оценке риска на объектах трубопроводного транспорта.

Влияние рассмотренных факторов на количественные показатели риска в целом отражено в методических документах [14, 16] и в практических работах [17–19]. В основе оценки частоты аварий — алгоритм балльной оценки факторов влияния, впервые предложенный в [20]. Однако изменение в последние годы влияния ряда факторов, связанных с «внешними» причинами аварий (механическое воздействие строительной и землеройной техники, врезки в целях хищения), внедрение новых технологий строительства («труба в трубе», микротоннелирование) и учет данных диагностики требуют корректировки положений этих методических документов.

### Список литературы

1. *Safety Performance Indicators*. URL: <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/sftyprfrmncndctr/sftyprfrmncndctr-eng.html>.
2. *Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору*. URL: [http://www.gosnadzor.ru/osnovnaya\\_deyatelnost\\_otchet](http://www.gosnadzor.ru/osnovnaya_deyatelnost_otchet).
3. *7th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group*. — Groningem: EGIG, December, 2008.
4. *6th Report of the UKOPA Fault Database Management Group*. — Loughborough: GL Industrial Services Ltd, December, 2009.

5. *Performance of European cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages in 2007 and since 1971*. — Brussels: CONCAWE, November, 2009.

6. *PHMSA Stakeholder Communications: Pipeline Incidents and Mileage Reports* — URL: <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/>.

7. *PHMSA Incidents Statistics* — URL: <http://www.phmsa.dot.gov/hazmat/library/data-stats/incidents>.

8. *PHMSA Pipeline Safety. — Flagged Incidents 2009-10-14*. — URL: <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/data/2009-10-14%20PHMSA%20Pipeline%20Safety%20-%20Flagged%20Incidents.zip?nocache=2>.

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

10. *Аварийность на морских нефтегазовых объектах/ М. Лисанов, А. Савина, Е. Самусева, С. Сумской// Oil and Gas Journal Russia*. — 2010. — № 5 (39). — С. 48–53.

11. *РД-08-204–98. Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей*.

12. *Трубопроводы в США и Европе становятся более безопасными. Обзор иностранной прессы// Трубопроводный транспорт: теория и практика*. — 2005. — № 1. — С. 47–50.

13. *Handbook on Failure Frequencies*. — Environment, Nature and Energy Department. — Brussels, 2009. URL: <http://www.lne.be/en/safety-reporting/downloads>.

14. *СТО Газпром 2-2.3-351–2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»*.

15. *Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404)*.

16. *Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах/ Колл. авт. — Сер. 27. — Вып. 1. — М.: ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2005. — 118 с.*

17. *Оценка риска аварий на магистральных нефтепроводах КТК-Р и БТС/ Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов, А.И. Гражданкин и др.// Безопасность труда в промышленности*. — 2002. — № 6. — С. 2–6.

18. *Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и МН «Дружба»/ М.В. Лисанов, А.И. Гражданкин, А.В. Пчельников и др.// Безопасность труда в промышленности*. — 2006. — № 1. — С. 34–40.

19. *Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности/ М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина и др.// Безопасность труда в промышленности*. — 2010. — № 3. — С. 58–66.

20. *W. Kent Muhlbauer. Pipeline Risk Management Manuel*. — Gulf Publishing Company, 1992. — 256 p.