

---

---

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В РОССИИ И США

А.П. Олейник

Экономический факультет

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

*Ленинские горы, д. 1, стр. 46, 3-й учебный корпус, ГСП-1, Москва, Россия, 119991*

Анализ современного состояния аварийности на объектах трубопроводного транспорта представляет собой одну из важнейших задач при принятии решений, касающихся защиты окружающей среды, включая количественную оценку экологического риска, моделирование выбросов опасных веществ и обоснование критериев безопасности. В настоящей статье была проанализирована информация государственных компетентных органов двух стран для обнаружения ключевых тенденций изменения показателей аварийности и общих закономерностей возникновения и развития аварий, коренным образом влияющих на современные способы обеспечения безопасности.

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод, количественный анализ риска, компенсирующие мероприятия, моделирование выбросов опасных веществ, безопасные расстояния, экспозиция аварийности, летальный травматизм, ожидаемый экологический ущерб

Как в России, так и в США данные по аварийности на трубопроводах собираются на государственном уровне в соответствии с национальным законодательством. В нашей стране регулирующим органом выступает Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), в США — Управление по безопасности трубопроводов и опасным материалам Министерства транспорта (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, PHMSA). Собираемые данными организациями статистические сведения находятся в открытом доступе.

На территории России проложена уникальная по протяженности и производительности система магистральных трубопроводов нефти, газа и нефтепродуктов. Несмотря на то, что данные по аварийности демонстрируют низкую вероятность возникновения аварий, приводящих к гибели людей, в настоящее время существует опасность возникновения экстренных ситуаций, связанных с эксплуатацией магистральных трубопроводов, перекачивающих нестабильные углеводородные жидкости, которые при аварийном выбросе могут образовывать облака топливно-воздушных смесей, характеризующихся способностью дрейфовать на расстояния до нескольких сотен метров с сохранением способности к воспламенению.

Одним из наиболее эффективных способов обеспечения безопасности людей является «защита расстоянием» — их удаление от опасного источника на необходимую дистанцию. После уфимской катастрофы 1989 г., унесшей жизни более пятисот человек, в СНиП 2.05.06—85\* «Магистральные трубопроводы» был внесен ряд изменений, повлекших заморозку проектирования и строительства новых продуктопроводов сжиженных углеводородных газов. Таким образом, установление минимальных безопасных расстояний до объектов инфраструктуры при

проектировании магистральных трубопроводов сжиженных углеводородных газов является одной из ключевых задач промышленной безопасности в свете государственного Плана развития газо- и нефтехимии России до 2030 г.

Важнейшей характеристикой баз данных по аварийности является «экспозиция аварийности», указывающая на статистическую устойчивость характеризующих аварийность величин и измеряемая в километро-годах. Основные сведения об источниках данных по аварийности на магистральных трубопроводах приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Основные характеристики баз данных по аварийности**

Характеристика / страна	Общая протяженность трубопроводов, тыс. км / экспозиция, всего	Магистральные газопроводы	Магистральные нефтепроводы	Магистральные нефтепродуктопроводы	Магистральные трубопроводы сжиженных углеводородных газов (МТ СУГ)
Россия	254.5	180	52.9	21.6	1.7
США	768.8	480.8	88.8	104.4	94.8
Экспозиция наблюдения аварийности, млн км/год					
Россия	3.5	2.3	0.86	0.31	0.02
США	20.0	13.0	2.0	2.8	2.2

Отметим, что общее число зарегистрированных аварий в базах данных по состоянию на 2012 г. составляет в России — 502 и в США — 4019. Данное различие вызвано фактом покрытия статистическими данными разных периодов: если в США сбор информации ведется начиная с 1984 г., то в России регулирующие органы начинают публиковать открытую статистику лишь с 1999 г. Помимо этого, различия в определении аварийного события в двух странах не позволяют добиться исчерпывающего сравнительного соответствия (табл. 2). Другим отличием является то, что в России преобладают сравнительно недавно введенные в эксплуатацию трубопроводы больших диаметров (более 1 м), а США характеризуются наличием разветвленной сети старых (возрастом свыше 30 лет) трубопроводов малых диаметров [2].

Таблица 2

**Определение аварийного события в базах данных по аварийности**

Характеристика / страна	Критерии определения аварии				
	Объем утечки, м <sup>3</sup>	Несчастный случай с летальным исходом	Пожар, взрыв	Экономический ущерб, в том числе от загрязнения окружающей среды	Другие
Газопроводы					
Россия	Более 10,000	+	+	—	Повреждение или разрушение соседних объектов
США	—	+	—	Более \$50,000	—
Нефте- и нефтепродуктопроводы					
Россия	Более 10	+	+	+	Превышение объема утечки легкоиспаряющейся жидкости более 1 м <sup>3</sup> в сутки
США	Более 7.95 (50 баррелей)	+	+	Более \$50,000	—

Основной статистической характеристикой аварийности на магистральных трубопроводах является интенсивность аварий (табл. 3), выражающаяся в числе аварий за единицу времени на единицу длины трубопровода (как правило, за год на 1,000 км).

Таблица 3

**Показатели аварийности российских и американских трубопроводных систем**

Характеристика / страна	Количество аварий	Экспозиция наблюдения аварийности, тыс. км лет	Интенсивность аварий, в год на 1,000 км	Интенсивность аварий за последние 5 лет, в год на 1,000 км
Газопроводы				
Россия (1999—2012)	313	2298	0.14	0.09
США (1993—2012)	1211	9400	0.13	0.11
Нефте- и нефтепродуктопроводы, а также МТ СУГ				
Россия (1999—2012)	189	1165	0.18	0.07
США (1993—2012)	2711	5100	0.53	0.43

При анализе этих данных отмечается двукратное снижение аварийности на российских магистральных газопроводах за последние 10 лет, обусловленное завершением периода вработываемости оборудования и применением знаний прошлого опыта аварий. Следует подчеркнуть, что в силу долгосрочности процессов износа материала трубопроводов, основной вклад в причины аварийности вносят непредсказуемые внешние природные и антропогенные воздействия. Ввиду природно-климатических различий российские магистральные трубопроводы отличаются повышенными энергетическими затратами, что повышает риск аварийности объектов и травматизма персонала. Однако в последние годы показатель интенсивности аварий на магистральных трубопроводах как России, так и США стабилизировался на отметке 0.1 аварий в год на 1000 км для газопроводов и около 0,1—0,4 аварий в год на 1000 км для нефте- и нефтепродуктопроводов. Данные по летальному травматизму при авариях приведены в табл. 4.

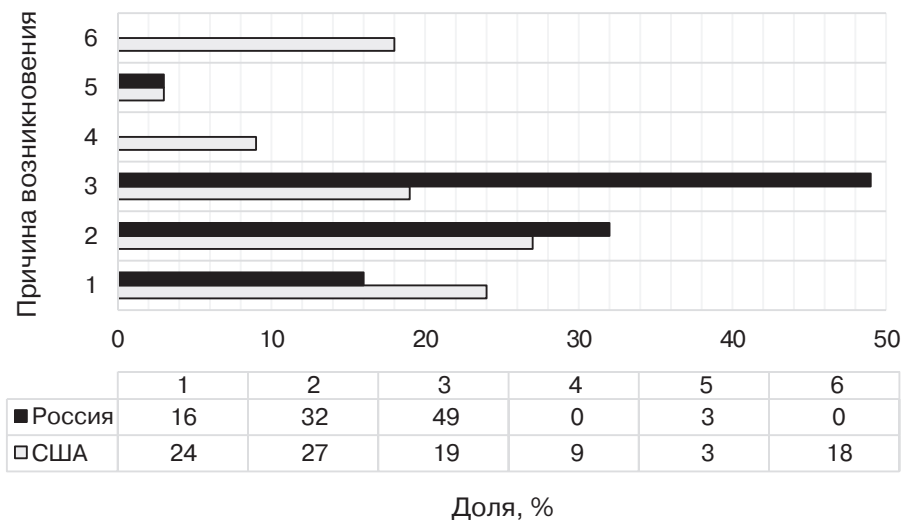
Таблица 4

**Летальные исходы при авариях на российских и американских трубопроводных системах**

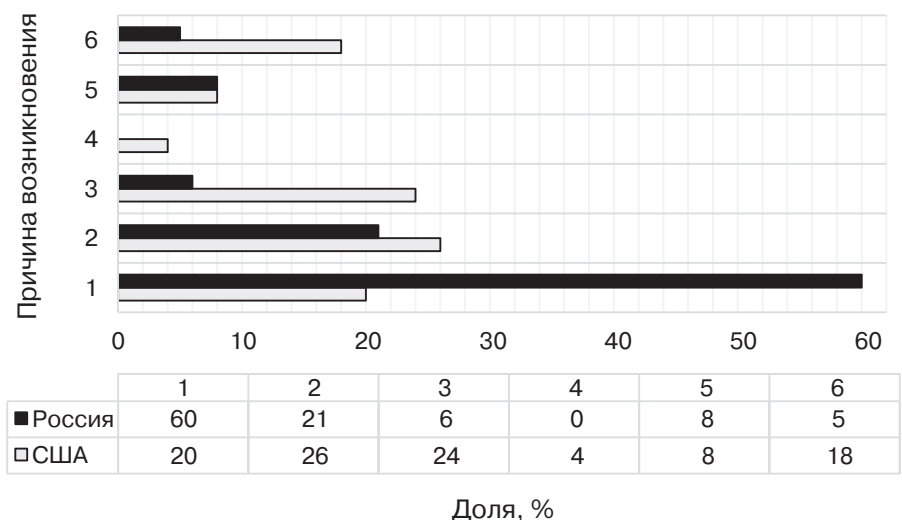
Характеристика / страна	Количество аварий с гибелью людей, штук	Количество погибших при авариях, чел.	Условная вероятность аварий с гибелью людей	Частота гибели людей при авариях, чел. в год на 1000 км
Газопроводы				
Россия (2000—2012)	11	15	0.04	0.007
США (1993—2012)	23	42	0.02	0.005
Нефте- и нефтепродуктопроводы, а также МТ СУГ				
Россия (2000—2012)	11	14	0.06	0.012
США (1993—2012)	26	39	0.01	0.008

На рисунках 1, 2 показано распределение аварий на магистральных газо- и нефтепроводах, а также нефтепродуктоводах по причинам их возникновения. Как следует из данных, для магистральных газопроводов России наиболее типич-

ны аварии, вызванные коррозией (49%) и дефектами оборудования или материала (32%), в США эта причина является главной, на нее приходится 27% всех аварий. Что касается аварий на нефтепроводах, то в России подавляющей (60% случаев) причиной является внешнее воздействие, в то время как в США — дефекты оборудования или материала (26%), коррозия (24%) и внешнее воздействие (20%) [4].



**Рис. 1.** Распределение числа аварий на магистральных газопроводах в зависимости от причин их возникновения (%): 1 — внешнее воздействие; 2 — дефекты оборудования или материала; 3 — коррозия; 4 — природное воздействие; 5 — ошибочные действия персонала; 6 — другое



**Рис. 2.** Распределение числа аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в зависимости от причин их возникновения (%): 1 — внешнее воздействие; 2 — дефекты оборудования или материала; 3 — коррозия; 4 — природное воздействие; 5 — ошибочные действия персонала; 6 — другое

Согласно зарубежным данным по аварийности на трубопроводных системах, именно толщина стенки и глубина залегания — доминирующие факторы устой-

чивости при воздействии, вызванном внешними причинами. В частности, повышенная толщина позволяет выдерживать механическое воздействие многих видов землеройной техники, а большая глубина затрудняет доступ к трубопроводу. Очевидно, что увеличение толщины стенки будет основным фактором, снижающим риск разрушения трубопровода под действием внутреннего давления за счет большего запаса прочности. Так, согласно статистике, при толщине стенки менее 5 мм основной причиной утечек считается внешнее воздействие (более 60% случаев). При увеличении толщины стенки вклад фактора внешнего воздействия снижается до 20—25%, а при толщине стенки 10 мм и более частота утечек по причине внешнего воздействия снижается в 15—30 раз.

Анализируя риск гибели людей (расчет зон поражения), эффективность инженерных сооружений оценивают путем уменьшения радиуса пролива нефти (максимального приближения края горящего пролива к объектам). При оценке влияния этих сооружений на экологический риск предполагают, что их наличие исключает попадание нефти в водные объекты, тем самым существенно уменьшая компенсационные выплаты за загрязнение окружающей среды.

Для оценки достаточности компенсирующих мероприятий применяют методологию анализа риска (для объектов с присутствием людей) и экологического ущерба (для водных объектов).

Порядок оценки для объектов с присутствием людей:

- 1) рассчитывают риски для участка ненормативного сближения без компенсирующих мероприятий;
- 2) полученное значение риска удовлетворяет требованиям [5] — компенсирующие мероприятия не требуются;
- 3) значение риска не удовлетворяет требованиям [5] — рассчитывают риск с учетом различных компенсирующих мероприятий (увеличение толщины стенки и заглупления трубопровода, инженерные мероприятия). По результатам данных расчетов определяют необходимый перечень компенсирующих мероприятий для участка ненормативного сближения: увеличение толщины стенки и заглупления трубопровода, применение инженерных мероприятий, либо мероприятий в комплексе.

Порядок оценки для водных объектов:

- 1) рассчитывают ожидаемый экологический ущерб для участка ненормативного сближения без компенсирующих мероприятий;
- 2) полученное значение ожидаемого экологического ущерба соответствует низкой степени риска [3] — компенсирующие мероприятия не требуются;
- 3) значение ожидаемого экологического ущерба не соответствует требованиям низкой степени риска [3] — рассчитывают ожидаемый экологический ущерб с учетом инженерных компенсирующих мероприятий, не допускающих попадание нефти в водные объекты. Результаты данных расчетов подтверждают достаточность применения инженерных мероприятий.

Для оценки достаточности компенсирующих мероприятий при прокладке магистрального нефтепровода на ненормативном сближении с населенными пунктами, железными и автомобильными дорогами, садами, промышленными зонами используют расчет индивидуального риска гибели человека [1].

За последние 12 лет на трубопроводах США произошло 525 серьезных аварий, в результате которых 200 человек погибли, 747 получили ранения, материальный ущерб достиг 539 млн долл. Среди недавних примеров — разлив нефти в г. Маршалл, штат Мичиган в июле 2010 г., взрыв газотранспортной системы в г. Сан-Бруно, штат Калифорния в сентябре 2010 г. и взрыв газораспределительной системы в г. Остин, штат Техас в январе 2012 г.

В течение последнего десятилетия Управление по безопасности трубопроводов и опасным материалам Министерства транспорта США потребовало от операторов трубопроводов реализации ряда программ по безопасности, нацеленных на существенное снижение угроз на трубопроводных системах страны. Осуществляется Программа управления целостностью — Integrity Management Program (IMP), направленная на выявление и предотвращение нарушений в работе трубопроводов. Было принято более 1400 правоприменительных мер против операторов трубопроводов, наложено более 3 млн долл. гражданско-правовых санкций [7].

Для обеспечения высоких стандартов безопасности трубопроводной системы США бюджет 2014 г. предлагает реформы, связанные с увеличением финансирования и пересмотром программы безопасности трубопроводов Департамента транспорта. В настоящее время обследованием 4,2 млн км трубопроводов занимаются 135 инспекторов [6].

Таблица 5

**Безопасные расстояния и другие законодательно установленные способы обеспечения безопасности при прокладке магистральных трубопроводов на густонаселенных территориях в США**

Тип трубопровода	Газопроводы	Нефте- и нефтепродуктопроводы, МТ СУГ
Классификация территорий	Деление территорий вдоль магистрального трубопровода на 4 класса по плотности застройки	—
Требования по безопасным расстояниям	Не установлены	15 м от жилых домов, промышленных зданий и мест скопления людей
Способы обеспечения безопасности при прокладке трубопроводов на густонаселенных территориях	Ограничение уровня расчетных кольцевых напряжений величиной $0,72 \pm 0,4$ от нормативного предела текучести металла трубы. Уменьшение расстояния между задвижками (с 16 до 4 км). Увеличение глубины заложения/высоты засыпки. Ограничение рабочего давления	Требование по соблюдению безопасных расстояний (15 м) может быть отменено при дополнительном заглублении МТ на 0.3 м
Нормативные документы	Pipeline Safety Regulations — 49CFR Parts 190, 191, 192, 193, 194, 195, 198 and 199, revised as of October 1, 2011, U.S. Department of Transportation, Research and Special Programs Administration, Washington, D.C.	

В таблице 5 приведена общая информация по безопасным расстояниям при прокладке магистральных трубопроводов на густонаселенных территориях в США.

**ЛИТЕРАТУРА**

- [1] Лисанов М.В. и др. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность труда в промышленности. 2010. № 3. С. 51–59.

- [2] Лисанов М.В. и др. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // *Безопасность труда в промышленности*. 2010. № 7. С. 16–22.
- [3] Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Сер. 27. Вып. 1. М.: Промышленная безопасность, 2005. 118 с.
- [4] Савина А.В. Анализ риска аварий при обосновании безопасных расстояний от магистральных трубопроводов сжиженного углекислого газа до объектов с присутствием людей: дисс. ... канд. техн. наук. М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [5] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» // *Собрание законодательства Российской Федерации*. 2008. № 30. Ст. 3579.
- [6] Fiscal year 2014. Budget of the U.S. government.
- [7] U.S. Department of transportation, Office of Inspector General, Semiannual report to congress, April 1, 2012 — September 30, 2012.

## COMPARATIVE ANALYSIS OF PIPELINE ACCIDENTS ACROSS RUSSIA AND THE USA

A.P. Oleinik

Faculty of Economics  
Lomonosov Moscow State University  
*Leninskie Gory, 1-46, 3rd academic building, GSP-1, Moscow, Russia, 119991*

Analysis of contemporary accident rates on pipeline transport facilities is one of the major decision-making procedures for protection, including the quantitative assessment of risk, modelling of hazardous substances emissions and safety criteria justification. The information provided in the state authorities reports across Russia and the US have been analysed to identify overall trends in accident rates, including the influence of the modern safety provisions.

**Key words:** oil-trunk pipeline, quantitative risk assessment, compensatory measures, modeling of hazardous substances emissions, safety distances, exposure of accidents, lethal injuries, expected environmental damage

### REFERENCES

- [1] Lisanov M.V. i dr. Analiz riska magistral'nyh nefteprovodov pri obosnovanii proektnyh reshenij, kompensirujushhijh otstuplenija ot dejstvujushhijh trebovanij bezopasnosti [Main oil pipelines risk analysis in the design decisions justification for compensating deviations from the applicable safety requirements]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, [Safety in Industry]. 2010. № 3. S. 51–59.
- [2] Lisanov M.V. i dr. Analiz rossijskih i zarubezhnyh dannyh po avariynosti na obektah truboprovodnogo transporta [Russian and foreign data analysis on the pipeline transportation facilities accidents]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti* [Safety in Industry]. 2010. № 7. S. 16–22.
- [3] Metodicheskoe rukovodstvo po ocenke stepeni riska avarij na magistral'nyh nefteprovodah [Toolkit for the main oil pipelines accidents risk assessment]. Ser. 27. Vyp. 1. М.: NTC «Promyshlennaja bezopasnost'», 2005, 118 s.

- [4] Savina A.V. Analiz riska avarij pri obosnovanii bezopasnyh rasstojanij ot magistral'nyh truboprovodov szhizhennogo uglekislogo gaza do ob#ektov s prisutstviem ljudej. [Accidents risk analysis in the justification of a safe distance from the main liquefied carbon dioxide pipelines to human settlements.]. Avtoreferat na soiskanie zvanija kand.tehn.nauk [PgD cand. tecni. sci]. Moskva, ZAO NTC PB, 2013.
- [5] Federal'nyj zakon ot 22 ijulja 2008 g. № 123-FZ «Tehnicheskij reglament o trebovanijah pozharnoj bezopasnosti» [The Federal Law of 22 July 2008. № 123-FZ "Technical Regulations on fire safety requirements"]. Sobranie zakonodatel'stva Rossijskoj Federacii [Meeting of the legislation of the Russian Federation]. 2008, № 30, S. 3579.
- [6] Fiscal year 2014. Budget of the U.S. government
- [7] U.S. Department of transportation, Office of Inspector General, Semiannual report to congress, April 1, 2012, September 30, 2012.