

УДК 629.10.061:517.0042

© Коллектив авторов, 2010

АНАЛИЗ РИСКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, КОМПЕНСИРУЮЩИХ ОТСТУПЛЕНИЯ ОТ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЙ БЕЗОПАСНОСТИ

*М.В. ЛИСАНОВ, д-р техн. наук, директор центра анализа риска,
С.И. СУМСКОЙ, канд. техн. наук, науч. сотрудник, А.В. САВИНА, ст. науч. сотрудник,
Е.Л. ШАНИНА, науч. сотрудник (ЗАО НТЦ ПБ), А.Е. ЛЕСНЯК, главный технолог
(ОАО «Черномортранснефть»), А.И. ТАРАН, нач. отдела, И.В. НАУМОВИЧ, зав. группой
(ЗАО «НИПИ «ИнжГео»)*

The article presents the Methodology and quantitative risk analysis results obtained when substantiating safety measures developed for Project Specific Technical Specification on designing oil trunk pipeline «Tikhoretsk — Tuapse-2». The article also comprises the analysis of factors effecting accidents risk indicators at oil pipelines and the efficiency of measures compensating deviations from the normative requirements.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, количественный анализ риска, специальные технические условия, компенсирующие мероприятия.

Необходимость повышения объемов транспортирования нефти и газа, развитие трубопроводного транспорта нередко приводят к невозможности соблюдения нормативных минимальных расстояний от проектируемого трубопровода до близлежащих объектов, в том числе населенных пунктов (СНиП 2.05.06—85* «Магистральные трубопроводы»). В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и приказом Минрегиона России от 1 апреля 2008 г. № 36 «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» отступления от действующих норм должны обосновываться компенсирующими мероприятиями, которые приводятся в специальных технических условиях (СТУ), согласованных Минрегионом России и иными заинтересованными федеральными органами.

Как показывает опыт, основная проблема, возникающая при согласовании и соответствующей ведомственной экспертизе СТУ, — отсутствие четких критериев обоснованности и достаточности компенсирующих мероприятий, что нередко приводит не только к затягиванию сроков проектирования, но и к созданию конфликтных ситуаций, особенно для сложных и уникальных объектов. Соглас-

но отечественным подходам, экспертиза той или иной документации — процесс оценки соответствия объекта экспертизы (в данном случае СТУ) нормативным требованиям, т.е. конкретным пунктам нормативных документов, которым СТУ не могут соответствовать по определению (иначе СТУ не нужно разрабатывать).

Один из сравнительно объективных способов обоснования достаточности компенсирующих мероприятий — использование методологии количественного анализа риска, реализуемого на практике, например, ОАО «Сибур Холдинг» при проектировании магистральных продуктопроводов сжиженного углеводородного газа [1] и ОАО «Газпром» при проектировании конденсатопроводов.

В настоящей статье приводятся результаты количественного анализа риска, используемые при разработке СТУ.

При проектировании магистрального нефтепровода «Тихорецк — Туапсе-2» (ОАО «Черномортранснефть») из-за сложного рельефа и стесненных условий (горная и предгорная местность) на участке трассы со 182 по 247 км допущены вынужденные отклонения от СНиП 2.05.06—85*: нарушены минимальные безопасные расстояния до населенных пунктов, садовых участков, железных и автомобильных дорог, водных объектов, артезианских скважин, промышленных площадок. Поскольку отсутствуют нормативные документы, предусматри-

вающие компенсирующие мероприятия при проектировании участков магистрального нефтепровода, расположенных в ненормативном приближении к существующим строениям и объектам, то возникает необходимость разработки СТУ. При обосновании достаточности компенсирующих мероприятий проведен количественный анализ возможности гибели людей при воспламенении паров нефти и (или) пожаре при проливе нефти, а также загрязнения водных объектов.

Для оценки показателей риска гибели людей использовали нормативные методические документы [2–10] и программный продукт ТОКСИ+^{Risk} [11], а достаточности компенсирующих мероприятий при прокладке магистрального нефтепровода на ненормативном сближении с водоемами (реки, пруды и т.д.) и водозаборами рассчитывали ожидаемый экологический ущерб по методикам [7–10] с использованием критериев документа [4]. При оценке среднестатистической частоты (интенсивности) аварий на всей трассе магистрального трубопровода анализировали данные по аварийности на магистральных нефтепроводах из ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (табл. 1, рис. 1). При этом среднестатистическая по отрасли интенсивность аварий на 1000 км трассы в год за последние 5 лет λ_{cp} составляет 0,27 аварий.

Наибольшая доля аварий (75 %) связана с внешними воздействиями на трубопровод вследствие несанкционированных врезок и повреждений строительной техникой. Аналогичный вывод о доминирующем влиянии внешних причин (действий третьих лиц) сделан и для трубопроводов Европы и США. В частности, в работе [12] приводятся данные о доле таких причин — около 50 %.

В этой связи среди основных организационных мероприятий по уменьшению риска следует выделить необходимость охраны трубопроводов от лиц, совершающих несанкционированные врез-

ки, и строгого соблюдения порядка согласования со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне трубопроводов.

Наиболее полно анализ влияния различных факторов на количественные показатели риска изложен в работах ВНИИГАЗа [2, 3, 13] и отчетах зарубежных компаний [14, 15]. В основе этого анализа — алгоритм балльной оценки факторов влияния, впервые для трубопроводных систем предложенный в работе [16], затем реализованный в отечественных руководствах [2, 4].

В целом, объективный количественный анализ воздействия каждого фактора риска (в общем случае их более 30 [2, 4]) на безопасность затруднен вследствие относительно малой информации о таких авариях на магистральных нефтепроводах и синхронности влияния факторов. Например, трудно однозначно выявить влияние толщины стенки трубопровода на его надежность, так как имеется зависимость от диаметра, а также других факторов, в том числе коррозии, результат воздействия которой также зависит от толщины стенки трубопровода.

Согласно зарубежным данным по аварийности на трубопроводных системах именно толщина стенки и глубина залегания — доминирующие факторы устойчивости 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 [15], при толщине стенки менее 5 мм основной причиной утечек считается внешнее воздействие (более 60 % случаев). При увеличении толщины

Таблица 1

Причина аварии (номер группы факторов [4])	Число аварий					Всего	Доля, %
	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.		
Брак строительномонтажных работ (4)	0	2	2	0	0	4	5,9
Причины организационного характера (7)	0	0	3	0	2	5	7,3
Механическое воздействие при проведении земляных работ (1)	2	1	0	0	1	4	5,9
Коррозия (2)	0	0	1	0	0	1	1,5
Несанкционированная врезка (1)	15	8	12	10	2	47	69,1
Заводской брак (3, 4, 5)	2	2	0	3	0	7	10,3
Прочие	0	0	0	0	0	0	0
Всего	19	13	18	13	5	68	100

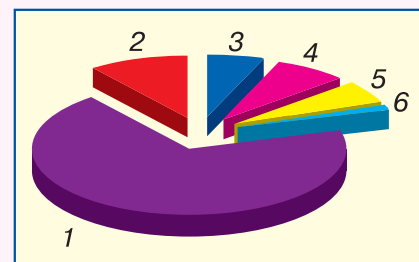


Рис. 1. Доля аварий на магистральных нефтепроводах с 2004 по 2008 г. (по данным Ростехнадзора) по причинам:

1 — несанкционированной врезки (69,1 %); 2 — заводского брака (10,3 %); 3 — брака строительномонтажных работ (5,9 %); 4 — организационного характера (7,3 %); 5 — механического воздействия при проведении земельных работ (5,9 %); 6 — коррозии (1,5 %)

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.

Коррозия — еще один фактор, влияние которого на аварийность снижается путем увеличения толщины стенки. На толстых стенках коррозия не проявляется дольше, что дает возможность заблаговременно обнаружить ее посредством внутритрубной диагностики [15]. Поэтому частота утечек в результате внешней коррозии на трубопроводах с толщиной стенки более 5 мм в 6–7 раз ниже, чем на трубопроводах с меньшей толщиной стенки.

Анализ данных факторов, влияющих на вероятность аварии для рассматриваемого магистрального нефтепровода, проводили на основе алгоритма балльной оценки [4] с учетом данных по аварийности, результатов анализа риска магистральных трубопроводов [2, 3, 17, 18, 19, 20, 21], а также внедрения в СТУ современных технических решений по обеспечению безопасности проектируемого магистрального нефтепровода (прокладка трубопровода в кожухе, интеллектуальная вставка и т.п.). Наименование групп факторов и их доля, полученная корректировкой таблицы П.2.1 [4] путем анализа данных по аварийности (см. табл. 1), приведены в табл. 2. Перераспределение значимости групп факторов по сравнению с исходными показателями [4] связано со значительным увеличением доли внешних причин и уменьшением влияния коррозии на аварийность (см. табл. 1, рис. 1). Поскольку данный магистральный нефтепровод — проектируемый, доля группы Г₈, связанная с обнаружением дефектов при диагностировании, равна нулю. Соответственно, доля остальных групп пропорционально перераспределена.

Таблица 2

Наименование группы факторов	ρ_i
Внешние антропогенные воздействия (Г ₁)	0,75
Коррозия (Г ₂)	0,01
Качество производства труб (Г ₃)	0,03
Качество строительно-монтажных работ (Г ₄)	0,05
Конструктивно-технологические факторы (Г ₅)	0,08
Природные воздействия (Г ₆)	0,05
Эксплуатационные факторы (Г ₇)	0,03
Дефекты тела трубы и сварных швов (Г ₈)	0

При оценке среднестатистической интенсивности аварий на проектируемых трубопроводах учитывались повышенные в последние годы требования промышленной безопасности, внедрение новых технологий изготовления труб, технических решений, материалов, систем обнаружения утечек, методов строительства, а также контроля на всех стадиях функционирования объектов трубопровод-

ного транспорта. Данное обстоятельство объективно создает условия для повышения надежности и безопасности магистральных трубопроводов, особенно вновь построенных. Подтверждением этого факта можно считать отсутствие аварий по техническим причинам на всех магистральных трубопроводах, введенных в эксплуатацию после 2000 г. (КТК, БТС, проекта освоения шельфа о. Сахалин, «Обвод вокруг Чеченской Республики» и др.). Поэтому в целях адекватного учета влияния современных проектных решений на количественные показатели риска рекомендуется принимать ожидаемую интенсивность аварий на проектируемых (новых) трубопроводах в 10 раз меньше среднестатистического значения интенсивности аварий на действующих трубопроводах [3]. Тогда λ составит 0,027 аварий на 1000 км магистрального трубопровода в год.

При оценке удельной (локальной) частоты возникновения аварий на участке магистрального трубопровода λ_n учитывали компенсирующие мероприятия. Так, почти исключаются [4]:

аварии по причине недостаточной толщины стенки, если отношение принятой толщины стенки к расчетной $\delta_{\text{факт}}/\delta_{\text{расч}} > 1,8$;

случайные повреждения трубопровода строительной техникой и иными механическими средствами, если глубина его заложения $h \geq 1,8$ м;

повреждения трубопровода по причине внешних воздействий при использовании технологии «труба в трубе» (прокладка в кожухах).

Поскольку балльные оценки по факторам влияния на каждом из участков сближения различны, относительное снижение локальной частоты аварий вследствие внедрения компенсирующих мероприятий варьируется в пределах от 13 до 79 % в зависимости от участка. Пример балльной оценки локальной частоты для одного из участков (226,6–226,9 км) сближения с населенным пунктом (27 м) приведен в табл. 3.

Сравнение расчетов с выполненными для аналогичного нефтепровода проекта «Сахалин-2» показывает, что рассматриваемый магистральный нефтепровод по показателю балльной оценки более надежен: средняя балльная оценка всех участков ненормативных сближений составляет 1,05 (0,76 — с компенсирующими мероприятиями), для нефтепровода проекта «Сахалин-2» это значение 1,6 [22].

При оценке последствий аварий учитывали наличие инженерных сооружений (обвалование, дамбы, траншеи и т.п.), предназначенных для уменьшения площади разлива и (или) отвода выливающейся нефти от объектов воздействия (населенные пункты, дороги, водные объекты)¹.

¹ Аналогичный эффект достигается на участке прокладки трубы с кожухом, отводящим выливающуюся из основной трубы нефть за границы кожуха.

Таблица 3

Фактор влияния	r_i	Доля фактора в группе q_{ij}	Исходная информация	Балльная оценка		Примечание
				без учета компенсирующих мероприятий	с учетом компенсирующих мероприятий	
Минимальная глубина заложения подземного магистрального нефтепровода (F_{11})	0,75	0,20	Фактическая толщина слоя грунта h , м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка	0,83	0	Принятое заглубление составило 0,8 м, с учетом компенсирующих мероприятий — 1,8 м
Уровень антропогенной активности (F_{12})	0,75	0,20	Плотность населения $H_{нас}$ в среднем на участке в 3-километровой полосе вдоль трассы	3,00	3,00	Население поселка 620 человек
			Проведение в охранной зоне строительных и других работ	0,50	0,50	Работы только с письменного разрешения компании
			Наличие в охранной зоне коммуникаций иной ведомственной принадлежности	0,50	0,50	Два кабеля связи
			Наличие в охранной зоне участков автомобильных и железных дорог	2,00	2,00	Сближение с железной дорогой Москва — Адлер
Степень защищенности наземного оборудования (F_{13})	0,75	0,10	Наличие и степень защищенности наземного оборудования	0	0	Наземное оборудование отсутствует
Частота патрулирования (F_{15})	0,75	0,15	Частота обходов участка	0	0	Ежедневное патрулирование трассы
Наличие и качество работы устройств электрохимической защиты (F_{21})	0,01	0,18	Наличие по протяженности магистрального нефтепровода электрохимической защиты, срок ее ввода в действие, периодичность техобслуживания	1,00	1,00	100%-ная электрохимическая защита трубопровода; на коррозионно-опасных участках на период строительства обеспечить временную электрохимическую защиту; подключение основных средств электрохимической защиты осуществить в течение одного месяца после укладки и засыпки нефтепровода; предусмотрен регулярный технический осмотр и профилактическое обслуживание средств электрохимической защиты
Продолжительность эксплуатации магистрального нефтепровода без замены изоляционного покрытия (F_{24})	0,01	0,07	Продолжительность периода эксплуатации без замены изоляции	0	0	На момент ввода в эксплуатацию
Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи магистрального нефтепровода (F_{25})	0,01	0,15	Число металлических сооружений, энергосистем постоянного и переменного тока на расстоянии до 200 м от трассы	8,00	8,00	Имеются металлические сооружения, энергосистемы постоянного и переменного тока; предусмотрена защита от блуждающих токов
Продолжительность эксплуатации участка магистрального нефтепровода (F_{33})	0,03	0,20	Продолжительность периода эксплуатации	9,00	9,00	На момент ввода в эксплуатацию
Категория участка по сложности проведения работ (F_{41})	0,05	0,15	Сведения о сложности условий строительного освоения трассы	9,00	9,00	Горные участки
Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой (F_{51})	0,08	0,35	Расчетное $\delta_{расч}$ и фактическое $\delta_{факт}$ значения толщины стенки трубы	2,60	0	$\delta_{факт} = 11$ мм, $\delta_{факт}/\delta_{расч} = 1,6$; с учетом компенсирующих мероприятий (увеличение толщины стенки) $\delta_{факт}/\delta_{расч} = 1,8$

Примечание. Балльная оценка участка без учета компенсирующих мероприятий составила 1,481, с их учетом — 1,285. Балльная оценка среднестатистического действующего нефтепровода — 3. Среднестатистическая интенсивность аварий равна 0,027 аварий в год на 1000 км магистрального нефтепровода; $\lambda_n = 0,0133$ год⁻¹ на 1000 км-трассы — без учета компенсирующих мероприятий; $\lambda_n = 0,0116$ год⁻¹ на 1000 км-трассы — с их учетом. Частота аварии на n -м участке (с учетом его протяженности) составила $1,78 \cdot 10^{-5}$ год⁻¹ — без учета компенсирующих мероприятий, $1,55 \cdot 10^{-5}$ год⁻¹ — с их учетом.

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

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

Порядок оценки для объектов с присутствием людей:

рассчитывают риски для участка ненормативно-сближения без компенсирующих мероприятий;

полученное значение риска удовлетворяет требованиям [23] — компенсирующие мероприятия не требуются;

значение риска не удовлетворяет требованиям [23] — рассчитывают риск с учетом различных компенсирующих мероприятий (увеличение толщины стенки и заглубления трубопровода, инженерные мероприятия). По результатам данных расчетов определяют необходимый перечень компенсирующих мероприятий для участка ненормативного сближения: увеличение толщины стенки и заглубления трубопровода, применение инженерных мероприятий, либо мероприятий в комплексе.

Порядок оценки для водных объектов:

рассчитывают ожидаемый экологический ущерб для участка ненормативного сближения без компенсирующих мероприятий;

полученное значение ожидаемого экологического ущерба соответствует низкой степени риска [4] — компенсирующие мероприятия не требуются;

значение ожидаемого экологического ущерба не соответствует требованиям низкой степени риска [4] — 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 использовали расчет индивидуального риска гибели человека. Нормативное значение индивидуального риска гибели человека при аварии с поражающими факторами от пожара должно быть не более $1 \cdot 10^{-8} \text{ год}^{-1}$, социальный риск — $1 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1}$ (по поражению группы людей) [23].

Последовательность расчета индивидуально-го риска:

на рассматриваемом участке рассчитывают вероятность возникновения различных сценариев развития аварий с выходом и последующим горением нефти (образование свища, трещины, гильотинного разрыва трубопровода);

оценивают возможные объемы утечек, зоны действия поражающих факторов, приводящих к гибели человека, для различных сценариев аварий;

на основании полученных данных (вероятность возникновения различных сценариев аварий и размеры зоны действия поражающих факторов для различных сценариев аварий) определяют значение потенциального риска (вероятность возникновения поражающих факторов) в каждой точке близлежащей территории;

рассчитывают индивидуальный риск (вероятность поражения конкретного человека) $R_{\text{инд}}$ с учетом доли времени, в течение которого человек подвергается опасности [2, 3, 24]:

$$R_{\text{инд}} = \varphi k_{\text{уяз}} R_{\text{пот}}$$

где φ — доля времени, которую человек проводит на опасной территории. Для мест постоянного проживания $\varphi = 1$ (т.е. человек находится постоянно в данной точке), для садовых участков (2 мес в году) $\varphi = 0,17$, для производственных объектов (согласно Трудовому кодексу Российской Федерации 41 ч в неделю) $\varphi = 0,244$; $k_{\text{уяз}}$ — коэффициент уязвимости (для человека на открытом пространстве $k_{\text{уяз}} = 1$, в зданиях $k_{\text{уяз}} = 0,2$ [3]); $R_{\text{пот}}$ — потенциальный риск гибели человека.

Для оценки достаточности компенсирующих мероприятий при прокладке магистрального нефтепровода на ненормативном сближении с водоемами (реки, пруды и т.д.) и водозаборами использовали расчет ожидаемого экологического ущерба.

В российских нормативно-правовых документах отсутствуют критерии допустимого экологического риска. Согласно РД 03-418—01 приемлемый (допустимый) риск аварии может обосновываться при проведении анализа риска. В настоящей работе для определения критериев приемлемости использовали положения документа [4], согласно которому ожидаемый экологический ущерб, соответствующий низкой (приемлемой) степени риска, составляет на 1000 км магистрального нефтепровода менее 100 тыс. руб/год (в ценах 1999 г.), это 375 тыс. руб/год в ценах 2009 г.; соответствующий средней степени риска — от 100 тыс. до 10 млн. руб/год (от 375 тыс. до 37,5 млн. руб/год — цены 2009 г.); высокой (неприемлемой) степени риска — более 10 млн. руб/год (37,5 млн. руб/год в ценах 2009 г.).

Расчет экологического ущерба за загрязнение водных объектов и воздуха, в том числе продукта-

ми сгорания, выполняли согласно документам [7–10]. Плата за загрязнение земли в настоящее время не регламентируется и определяется в судебном порядке. Исходя из опыта оценки экологического риска, ущерб за загрязнение земли и атмосферы составляет менее 1 % ущерба водным объектам.

Расчеты показали, что по критерию ожидаемых потерь нефти (0,1–100 т/год на 1000 км), оцененных в 10 % объема утечки, и по ожидаемому экологическому ущербу (0,375–37,5 млн. руб./год на 1000 км) все рассматриваемые участки соответствуют средней степени риска [4].

На рис. 2 приведены ожидаемые потери нефти и ожидаемый ущерб от загрязнения окружающей среды на опасных участках трубопровода (номер опасного участка принят в соответствии с табл. 4).

Результаты расчетов показали, что экологический ущерб при возникновении аварии на рассматриваемом нефтепроводе с попаданием более 1400 т нефти в водные объекты может достигать 2 млрд. руб. Риск загрязнения окружающей среды составит около 140 тыс. руб./год для 54 участков ненормативного сближения общей протяженностью 17,7 км (или 7,7 млн. руб./год на 1000 км магистрального нефтепровода) при средней удельной частоте аварий $9,45 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$ на 1000 км трассы.

Экологический ущерб от попадания нефти в водные объекты, рассчитанный по методике [7], превышает значения, соответствующие низкой степени риска, принятой в качестве пренебрежимо малого уровня риска. Средняя степень риска может быть принята в качестве приемлемой с условием жесткого контроля безопасности согласно общепринятым подходам к установлению критериев приемлемого риска (например, территория, именуемая согласно СП 11-113—2002 «Порядок учета инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций при составлении ходатайства о намерениях инвестирования в строительство и обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений» зоной жесткого контроля, для которой необходима оценка целесообразности¹ мер по уменьшению риска). В целях уменьшения степени риска до низкой необходимо предусматривать компенсирующие мероприятия, не допускающие попадания нефти в водные объекты, т.е. строительство инженерных сооружений или применение защитных кожухов. В качестве примера на рис. 3 представлены результаты расчетов потенциального риска одного из участков сближения

¹ Целесообразность определяется исходя из существующих общепринятых мер безопасности.

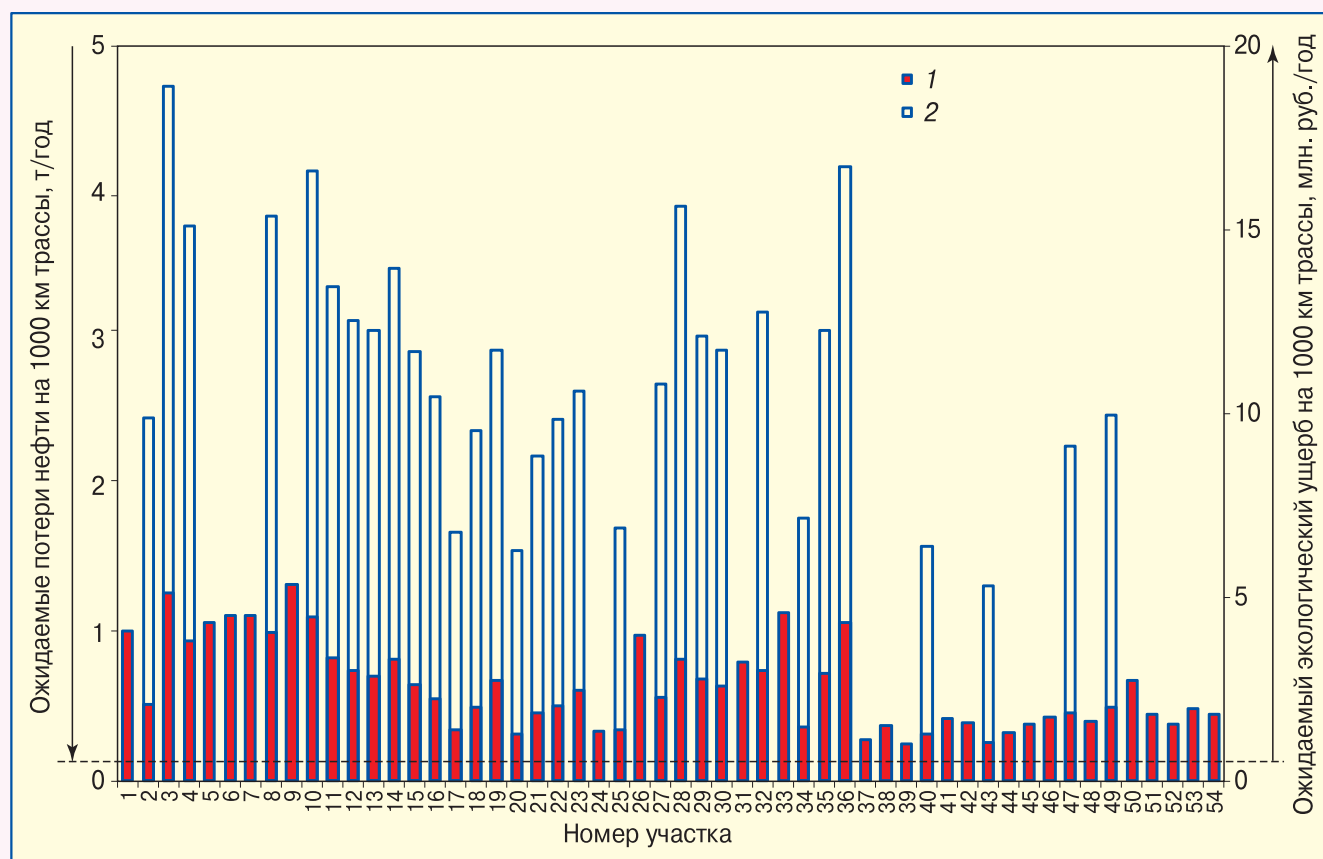


Рис. 2. Ожидаемые потери нефти (1) и ожидаемый экологический ущерб (2) на опасных участках нефтепровода

Таблица 4

Номер участка	Расстояние вдоль трассы, км		Расстояние до объекта, м		Объект	Расчетная толщина стенки, мм	Наличие защитных инженерных сооружений	Перечень дополнительных проектных мероприятий
	до начала участка	до конца участка	минимальное	нормативное				
3	196,7	196,9	76,4	150	Водоем	6,77	Есть	–
4	197,9	200	23,5	150	Водоем	6,86	–	Интеллектуальная вставка (2 шт.); берегоукрепление; прокладка в кожухе на опорах
26	226,6	228	26,7	150	Населенный пункт	6,90	Есть	–
28	226,8	226,9	4	150	Водоем	6,90	Есть	Берегоукрепление
52	246,1	246,3	45,7	75	Железная дорога	7,92	–	Прокладка в кожухе на опорах

Продолжение таблицы 4

Номер участка	λ_n , год ⁻¹ на 1000 км		Индивидуальный риск для населения, год ⁻¹				Ожидаемый экологический ущерб для водных объектов, тыс. руб./год на 1000 км длины магистрального нефтепровода, без НДС, в ценах 2009 г.	
	без учета компенсирующих мероприятий	с учетом компенсирующих мероприятий	без компенсирующих мероприятий	с компенсирующими мероприятиями			без компенсирующих мероприятий	с компенсирующими мероприятиями
				Увеличение толщины стенки трубы и заглубления	Инженерные	Все		
3	$8,73 \cdot 10^{-3}$	$5,66 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–	18889,8	1,3
4	$8,65 \cdot 10^{-3}$	$3,48 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–	15099,4	0,6
26	$1,33 \cdot 10^{-2}$	$1,16 \cdot 10^{-2}$	$2,8 \cdot 10^{-8}$	$2,4 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$	$2,8 \cdot 10^{-9}$	–	–
28	$1,23 \cdot 10^{-2}$	$9,16 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–	15661,0	1,0
52	$9,29 \cdot 10^{-3}$	$3,39 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-12}$	–	–	–	–	–

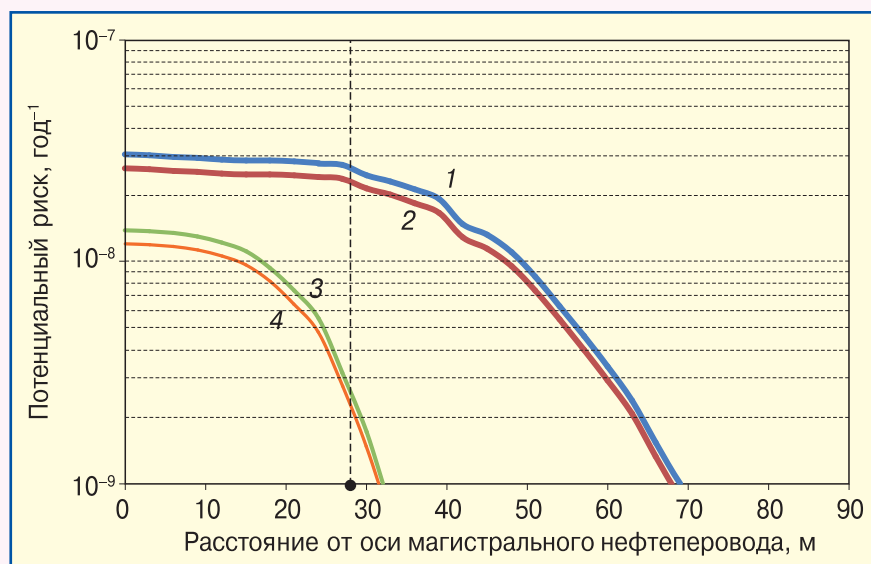


Рис. 3. Зависимость потенциального риска гибели людей при авариях от расстояния от населенного пункта до оси нефтепровода (участок 226,6–228 км, сближение с пос. Индюк)

с населенным пунктом — пос. Индюк — для следующих вариантов:

трубопровод, проектируемый с учетом современных требований (кривая 1);

трубопровод с дополнительными мероприятиями, исключающими внешние причины аварии за счет увеличения толщины стенки и заглубления (кривая 2);

трубопровод с дополнительными инженерными мероприятиями (кривая 3);

трубопровод со всеми компенсирующими мероприятиями, т.е. с увеличением толщины стенки и заглубления, а также дополнительными инженерными мероприятиями (кривая 4).

Как видно из рис. 3 на расстоянии 27 м (расстояние до населенного пункта) потенциальный риск (в данном случае $\varphi = 1$, $k_{уяз} = 1$, т.е. равен индивидуальному риску) составил:

$2,8 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹ — для трубопровода, проектируемого с учетом современных требований;

$2,4 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹ — для трубопровода с дополнительными мероприятиями, исключающими внешние причины аварии за счет увеличения толщины стенки и заглубления;

$3,2 \cdot 10^{-9}$ год⁻¹ — для трубопровода с дополнительными инженерными мероприятиями;

$2,8 \cdot 10^{-9}$ год⁻¹ — для трубопровода со всеми дополнительными мероприятиями (увеличение толщины стенки, заглубления, а также дополнительные инженерные мероприятия).

Таким образом, индивидуальный риск без компенсирующих мероприятий для населения пос. Индюк в месте сближения на участке № 26 (226,6–228 км) составляет $2,8 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹, т.е. выше нормативного значения 10^{-8} год⁻¹. Из этого следует, что требуется применение компенсирующих мероприятий. При проведении всего комплекса компенсирующих мероприятий индивидуальный риск может быть снижен до $2,8 \cdot 10^{-9}$ год⁻¹, т.е. до приемлемого значения. Расчет может быть уточнен в проектной или рабочей документации с учетом всей полноты имеющейся информации.

Полученные результаты оценки риска и проектные решения не противоречат зарубежным документам, согласно которым безопасность населения обеспечивается не удаленностью от населенного пункта, а повышением требований к надежности и целостности трубопровода за счет увеличения толщины стенки трубы, заглубления трубопровода и других мероприятий [25]. Известно, что надзорные органы США, Канады допускают строительство нефтепроводов диаметром более 500 мм и давлением до 4 МПа на расстоянии 10–20 м от жилых домов и гостиниц. В частности, документ CSA Z662–94 допускает прокладку газопроводов на расстоянии от 3,5 до 7 м от железных и автомобильных дорог.

В результате количественного анализа риска рассматриваемого магистрального нефтепровода: рассчитаны зоны поражения людей при различных сценариях аварийного разлива нефти, рассеяния и воспламенения паров нефти; проанализировано влияние проектных решений на показатели риска, в том числе увеличение толщины стенки трубы, прокладка «труба в трубе», строительство дамб и иных мероприятий, компенсирующих вынужденные отступления от требований СНиП 2.05.06–85*.

Были сделаны следующие выводы:

при внедрении компенсирующих мероприятий минимальное безопасное расстояние от рассматриваемого нефтепровода до населенных пунктов, соответствующее индивидуальному риску гибели людей $1 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹, может быть снижено до 25 м вместо 150 м, нормируемых СНиП 2.05.06–85*;

компенсирующие мероприятия (увеличение толщины стенки трубы, заглубление магистрального нефтепровода, инженерные мероприятия) позволяют снизить риск до нормативного, причем большая часть мероприятий связана с защитой водных объектов от загрязнения.

Необходима актуализация методического руководства [4], разработанного более 12 лет назад, в котором должен быть учтен современный опыт анализа риска, проектирования и обеспечения безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта.

Список литературы

1. Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов / С.И. Сумской, А.В. Пчельников, Е.Л. Шанина и др. // Безопасность труда в промышленности. — 2007. — № 2. — С. 48–52.

2. *СТО РД Газпром 39-1.10-084—2003*. Методические указания по проведению анализа риска при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

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

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

5. *РД 03-409—01*. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей // Методики оценки последствий на опасных производственных объектах: Сб. док. — Сер. 27. — Вып. 2. — М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2005. — С. 4–34.

6. *РД-03-26—2007*. Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. — Сер. 27. — Вып. 6. — М.: НТЦ «Промышленная безопасность».

7. *Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства* // Российская газета. — № 113. — 2009. — 24 июня.

8. *Постановление* Правительства Российской Федерации «Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия» от 28 августа 1992 г. № 632 // Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации. — 1992. — № 10.

9. *Постановление* Правительства Российской Федерации «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления» от 12 июня 2003 г. № 344 // Российская газета. — № 120. — 2003. — 21 июня.

10. *Методика* расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов (утв. приказом Госкомэкологии России от 5 марта 1997 г. № 90).

11. *Использование* программного комплекса ТОКСИ+^{Risk} для оценки пожарного риска» / А.А. Агапов, И.О. Лазукина, А.Л. Марухленко и др. // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 1. — С. 46–52.

12. *Трубопроводы* в США и Европе становятся более безопасными // Трубопроводный транспорт: теория и практика. — 2005. — № 1.

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

14. *An assessment of measures in use for gas pipelines to mitigate against damage caused by third party activity* / Prepared by WS Atkins Consultants Ltd for the Health and Safety Executive, 2001.
15. *Pipeline Product Loss Incidents (1962–2006)* / 5th Report of the UKOPA Fault Database Management Group.
16. *W. Kent Muhlbauer. Pipeline Risk Management Manual* / Gulf Publishing Company. — 1992. — 256 p.
17. *Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого давления* / В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров, А.В. Мельников. — Лондон, 2006.
18. *Создание системы комплексной оценки и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов: Отчет о НИР (этап 2.5. Разработка Рекомендаций по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром»); № 2251-04-9.* — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006.
19. *Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и КТК-Р* / Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов, В.И. Сидоров и др. // *Безопасность труда в промышленности.* — 2002. — № 6. — С. 2–6.
20. *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.
21. *А.Н. Шауро. Проектирование магистральных нефтепроводов с учетом результатов анализа риска аварий* // *Трубопроводный транспорт: теория и практика.* — 2005. — № 1.
22. *Декларирование пожарной безопасности и оценка пожарного риска: Сб. док.* — Сер. 19. — Вып. 2. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2009. — Ч. 1–4.
23. *Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»* // *Собрание законодательства Российской Федерации.* — 2008. — № 30. — Ст. 3579.
24. *РД 03-418–01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.* — Сер. 3. — Вып. 10. — М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2001.
25. *Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем.* — М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. — 1104 с.
26. *Сумской С.И., Пчельников А.В., Лисанов М.В. О расчете объемов разливов опасных жидкостей при авариях на объектах трубопроводного транспорта* // *Безопасность труда в промышленности.* — 2006. — № 2. — С. 48–52.
27. *W. Kent Muhlbauer. Pipeline Risk Management: Manual.* — Gulf Professional Publishing, 2004. — 395 p.

risk@safety.ru