

Анатолий Михайлович Лепихин,
д.т.н., НТЦ «Нефтегаздиагностика»

Николай Андреевич Махутов,
член-корреспондент РАН,
ИМАШ им.А.А. Благонравова

Виктор Викторович Лещенко,
к.т.н., НТЦ «Нефтегаздиагностика»

Геннадий Иосифович Шмаль, Союз
нефтегазопромышленников России



ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Аннотация. Рассматривается современное состояние проблем обеспечения безопасности морских подводных трубопроводов. Проблемы обсуждаются в рамках парадигмы обеспечения структурной целостности и безопасности МПТ по критериям риска на всех стадиях жизненного цикла. Переход к риск-ориентированной парадигме требует решения ряда сложных научно-методических и технических проблем, анализируемых в данной работе.

Ключевые слова: морские подводные трубопроводы, безопасность, риск, нормы, дефекты, расчет, ремонт.



В соответствии с Морской доктриной Российской Федерации эффективное функционирование морских подводных трубопроводов углеводородного сырья имеет стратегическое значение для экономики страны. Основная задача морской политики заключается в повышении безопасности морских подводных трубопроводов (МПТ) и предотвращение аварий и катастроф. Безопасность МПТ обеспечивается использованием современных методов проектирования и технологий строительства, применением новых конструкционных материалов, методов и средств технического диагностирования и ремонтов. Особое внимание уделяется нормативно-правовому регулированию морского трубопроводного транспорта. Парадигма этого регулирования направлена на обеспечение структурной целостности и безопасности МПТ по критериям риска на всех стадиях жизненного цикла. Переход к риск-ориентированной парадигме требует решения нескольких сложных научно-методических и технических проблем.

Первая проблема заключается в анализе риска аварий МПТ. Анализ аварийности является одной из основных процедур обеспечения безопасности и оценки риска. В настоящее время данные по авариям трубопроводных систем наиболее полно представлены в статистических базах PARLOC и DOT (USA), EGIG и CONCAWE (Europe), UKOPA (UK) и др. [1-4]. В таблице 1 представлены сравнительные данные PARLOC по частоте отказов наземных и морских трубопроводов.

Как видно из таблицы, диапазоны интенсивностей отка-

зов МПТ в целом сопоставимы с интенсивностями отказов наземных трубопроводов. Существенной разницы интенсивностей отказов магистральных и промысловых трубопроводов не отмечается.

Основными причинами аварий МПТ являются: коррозия (50%), механические повреждения от воздействия якорей и тралов (20%), и повреждения, вызванные штормами и разрывами дна (12%). При этом большинство аварий и инцидентов происходит в непосредственной близости от платформ.

Анализ интенсивностей отказов является первой частью анализа риска. Вторую часть составляет анализ связанных с этими отказами ущербов и потерь. Статистических данных по суммам ущербов гораздо меньше, чем по отказам. Наиболее известной является база данных PHMSA, входящая в базу DOT [5]. Согласно этой базе за период 2002 – 2014 годы сумма ущерба от аварий МПТ (306 событий) составила 514 млн. \$. Средние ущербы от аварий на газопроводах составляют 10^5 – 10^6 \$, при максимальных ущербах 10^9 \$ (Табл. 2), а на нефтепроводах средние ущербы составляют 10^4 – 10^5 \$, при максимальных ущербах 10^8 \$ (Табл. 3). При этом потери газа при авариях достигают 10^6 MCF (Milia (thousand) Cubic Feet), а потери нефти до 10^5 BBL (barrel).

По данным базы CONCAWE [6] ущербы от аварий нефтепроводов в США за период 1974 – 2002 годы составляли 17×10^5 – 15×10^7 \$. Суммарный ущерб от аварий за период 1994-2012 годов составил 5.88×10^9 \$. При этом стоимость

Таблица 1 – Интенсивности отказов наземных и подводных газопроводов

Интенсивности отказов 1/км x год	Магистральные газопроводы	Промысловые газопроводы	Магистральные нефтепроводы	Промысловые нефтепроводы
Наземные трубопроводы				
Среднее значение	2.05×10^{-4}	2.05×10^{-4}	1.26×10^{-3}	3.43×10^{-3}
Стандартное отклонение	7.83×10^{-6}	4.35×10^{-5}	1.48×10^{-5}	3.07×10^{-4}
Нижняя 80% граница	1.95×10^{-4}	1.94×10^{-4}	1.24×10^{-3}	3.03×10^{-3}
Верхняя 80% граница	2.15×10^{-4}	3.06×10^{-4}	1.30×10^{-3}	3.83×10^{-3}
Подводные трубопроводы				
Среднее значение	1.89×10^{-3}	6.24×10^{-4}	3.34×10^{-4}	5.01×10^{-4}
Стандартное отклонение	1.93×10^{-4}	9.40×10^{-5}	8.11×10^{-5}	2.89×10^{-4}
Нижняя 80% граница	1.65×10^{-3}	5.06×10^{-4}	2.30×10^{-4}	5.06×10^{-4}
Верхняя 80% граница	2.14×10^{-3}	7.47×10^{-4}	4.38×10^{-4}	7.47×10^{-4}

Таблица 2 – Масштабы ущербов от аварий газопроводов

Трубопроводы	Утечки продукта, MCF		Ущерб, \$	
	Средние	Максимальные	Средние	Максимальные
Наземные газопроводы				
Магистральные	10^3 – 10^4	10^6	10^5 – 10^6	10^9
Промысловые	10^3 – 10^4	10^5	10^4 – 10^5	10^6
Подводные газопроводы				
Магистральные	10^3 – 10^4	10^5	10^5	10^7
Промысловые	10^3 – 10^4	10^5	10^5	10^6

Таблица 3 – Масштабы ущербов от аварий на нефтепроводах

Трубопроводы	Утечки продукта, BBL		Ущерб, \$	
	Средние	Максимальные	Средние	Максимальные
Наземные газопроводы				
Магистральные	10 ¹ – 10 ²	10 ⁵	10 ⁴ – 10 ⁵	10 ⁹
Промысловые	10 ¹	10 ⁴	10 ⁴ – 10 ⁵	10 ⁶
Подводные газопроводы				
Магистральные	10 ¹	10 ²	10 ⁵ – 10 ⁶	10 ⁷
Промысловые	- (нет данных)	-	-	-

ремонта береговых трубопроводов США без потери герметичности составляет 2х10⁵ – 4х10⁵ \$, ремонт нарушений герметичности 2х10⁶ – 5х10⁶ \$, а устранение крупных аварий требует затрат свыше 5х10⁷ \$.

При указанных выше данных средний риск аварии МПТ составляет не менее одной тысячи долл./км х год. При общей протяженности трубопроводов около 150 тыс. км ежегодный риск может измеряться суммой не менее 150 млн. долл.

Вторая часть проблемы анализа риска заключается в обосновании нормативных классов безопасности МПТ. Наличие таких классов позволяет оценивать соответствие отмеченных выше уровней риска заданным уровням безопасности. В настоящее время классы безопасности определены в стандартах Канады, Норвегии и России [7 – 9]. Однако указанные стандарты дают качественное описание уровней ущербов, без оценок стоимости потерь (табл. 4).

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что имеющиеся базы данных по авариям и ущербам содержат необходимые сведения для анализа интенсивностей отказов и масштабов ущербов. Однако различия в составе данных, методах предварительного анализа, климатических и географических условий и технических факторах затрудняют анализ риска. Другой сложностью является отсутствие согласованных классов безопасности МПТ, что не позволяет проводить оценки риска и устанавливать нормативные уровни допустимого риска аварий.

Вторая проблема заключается в нормативном обосновании безопасности МПТ на всех стадиях жизненного цикла. Базой проектирования и строительства МПТ служат нормативные документы, в которых регламентированы принципы и нормы расчетных обоснований конструкций и технологий. В отечественной практике исходным документом для МПТ можно считать рекомендации [10] и нормы [11].

Новая система стандартов в области проектирования и эксплуатации морских подводных трубопроводов начала формироваться с введением в действие Федерального закона «О промышленной безопасности» (116-ФЗ). С учетом требований гармонизации отечественных норм с зарубежными стандартами были разработаны нормы [12], учитывающие опыт международных нормативных документов серий BS 8010, API 5L, ASME BS31.8 и DNV-OS-F101. Затем был разработан ГОСТ Р 54382–2011 [9]. Фактически эти стандарты являются переводами зарубежных стандартов DNV-OS-F101 [13], без каких-либо особых оговорок по использованию в отечественной практике. Помимо указанного, были разработаны общие требования к проектированию и строительству МПТ [14].

Отдельную группу отечественных стандартов по МПТ составляют нормы Российского морского регистра судоходства [15, 16]. Именно они предлагались в качестве основы для разработки ГОСТ Р 54382–2011. Особенность этих стандартов заключается в том, что они основаны на отечественной методологической базе расчетов прочности и устойчивости трубопроводов, не уступающей концепциям расчетов по зарубежным стандартам. Следует отметить, что в отличие от указанного ГОСТ эти стандарты используют методы расчета прочности и устойчивости по допускаемым напряжениям.

Зарубежный опыт создания нормативной базы МПТ включает несколько систем стандартов. Наиболее развитой является система стандартов DNV, отраженная в документе DNVGL-ST-F101 [17]. Философия норм DNV основана на концепции расчетов по предельным состояниям, с учетом классов безопасности трубопроводов. Базовые расчеты дополняются специализированными расчетами колебаний трубопроводов в зонах свободных пролетов, устойчивости трубопроводов, учетом влияния циклических пластических деформаций, влияния коррозии и рядом других расчетов.

Таблица 4 – Классы безопасности морских подводных трубопроводов [8]

Классы безопасности	Вероятности отказов	Ущерб для жизни	Экологический ущерб (утечки продукта), тонн	Экономический ущерб (останов производства)
Класс 1	< 10 ⁻⁵	Пострадавших нет	0	0 дней
Класс 2	10 ⁻⁵ ...10 ⁻⁴	Серьезные травмы, один погибший	< 103	< 1 месяца
Класс 3	10 ⁻⁴ ...10 ⁻³		10 ³ ...10 ⁴	1-3 месяца
Класс 4	10 ⁻³ ...10 ⁻²		10 ⁴ ...10 ⁵	3-12 месяцев
Класс 5	> 10 ⁻²	Более одного погибшего	≥ 10 ⁻⁵	> 12 месяцев

Менее детализированными являются американские нормы серий ASTM и API, британские нормы BS и стандарты серии ISO.

Указанные выше нормы постоянно совершенствуются и развиваются. При этом выделяются следующие области нормативного регулирования: общие технические требования, менеджмент целостности МПТ, анализ целостности МПТ, анализ риска МПТ.

Отечественная практика совершенствования норм пока основывается на установлении директивных общих требований обеспечения безопасности морского трубопроводного транспорта нефти и газа путем соответствующей организации и порядка проведения работ по их обследованию, эксплуатации и ремонту. Детальная нормативно-техническая документация, регламентирующая организацию, проведение и контроль этих работ на федеральном уровне отсутствует, поскольку предполагается, что она будет разрабатываться на уровне организаций и предприятий. Однако отсутствие координации работ привело к тому, что сформировалась разнородная структура норм и стандартов, существенно различающихся концептуальными положениями и методами. Важно отметить, что формальный подход к гармонизации отечественных и зарубежных норм не устранил существенные расхождения отечественной и зарубежной практики обеспечения безопасности МПТ.

Резюмируя анализ стандартов и норм, можно констатировать следующее. Во-первых, существующие нормативные документы отражают уже накопленный опыт проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов. Внедрение новых технологий, расширение диапазонов рабочих параметров, строительство в уникальных природно-климатических условиях, применение новых материалов и оборудования требуют постоянной корректировки нормативной документации. Во-вторых, многие особенности инженерных решений строительства и эксплуатации морских трубопроводов, в стандартах сформулированы недостаточно четко или отсутствуют вовсе. В-третьих, прямой перенос положений зарубежных норм на отечественную практику проектирования и эксплуатации морских подводных трубопроводов представляется крайне проблематичным в силу различий базовых положений, нормативных характеристик механических свойств, коэффициентов запасов и условий эксплуатации.

Третья проблема заключается в оценке опасности дефектов МПТ, выявляемых методами внутритрубной диагностики (ВТД). Прогресс методов и средств ВТД приводит к выявлению большого числа дефектов и повреждений. Поскольку МПТ является дорогостоящей структурой, остановка и ремонт которой связан с большими затратами, возникает необходимость оперативной оценки опасности дефектов.

Основную массу дефектов МПТ составляют поверхностные коррозионные повреждения. В большинстве нормативных документов опасность дефектов этого типа оценивается на основе расчета допустимого рабочего давления:

[P] ≤ P_f × RF (1)

где P_f – давление разрушения для бездефектной трубы; RF – коэффициент снижения прочности из-за наличия дефекта (риск-фактор дефекта).

Риск-фактор дефекта определяется с учетом его формы и размеров, а также поправки Фолиаса, учитывающей кривизну поверхности трубы [18, 19]:

RF = $\frac{1 - k_f \times (A/A_0)}{1 - k_f \times (A/A_0) Q^{-1}} = \frac{1 - k_f \times (h/t)}{1 - k_f \times (h/t) Q^{-1}}$ (2)

где A/A₀ – отношение площадей сечения дефекта и номинального сечения стенки трубы, характеризующее уровень потери металла; k_f – коэффициент формы дефекта; Q

– коэффициент Фолиаса; h – глубина дефекта; t – толщина стенки трубы.

Коэффициент Фолиаса получен из аналитического решения задачи о напряженном состоянии цилиндрической оболочки с трещиной [20]:

Q = f_e(λ) + f_b(λ) × χ(λ), (3)

где $\lambda = \sqrt[4]{\frac{3(1-\nu^2)l^4}{D^2 t^2}}$

f_e – функция, учитывающая растяжение; f_b – функция, учитывающая изгиб; l – длина дефекта; D – диаметр трубы; t – толщина стенки трубы; ν – коэффициент Пуассона.

Коэффициент формы k_f зависит от принятой аппроксимации произвольного контура реального дефекта (прямоугольник k_f = 1, парабола k_f = 2/3, смешанная форма k_f = 0.85). Из выражений (1) и (2) можно получить выражение для допустимой глубины дефекта при заданной длине:

h/t ≤ $\frac{1}{\gamma_d} \frac{R_d \gamma_s \sigma_e}{k_f R_d \gamma_s \sigma_e Q^{-1}}$ (4)

где R_d – расчетная характеристика механических свойств металла; σ_e – эквивалентные напряжения; γ_s и γ_d – частные коэффициенты запаса по безопасности и по размеру дефекта.

Выражение (4) позволяет получать диаграммы допустимых размеров дефектов, в том числе с учетом класса безопасности трубопровода (рис. 1). Переменными величинами в расчетах допускаемых давлений и глубины дефекта являются R_d, Q, k_f, γ_s и γ_d. Используемые в разных стандартах значения или диапазоны значений этих переменных приводят к широкому интервалу расчетных величин рабочих давлений и глубины дефектов при одних и тех же исходных данных. Причем уровень консерватизма получаемых оценок остается неопределенным. В связи с этим нужно с осторожностью относиться к использованию зарубежных норм в отечественной практике.

Чрезмерное увлечение зарубежными методиками оценки опасности дефектов привело приостановке развития оригинальных отечественных разработок, основанных на критериях предельной прочности и пластичности [21, 22]:

Θ_u = $\frac{\epsilon_i \cos \varphi}{\epsilon_{iu}}$ + $\frac{\epsilon_0}{\epsilon_{ou}} = 1$, Θ_c = $\frac{\epsilon_i}{\epsilon_{ic}}$ + $\frac{\epsilon_0}{\epsilon_{oc}} = 1$ (5)

где ε_i – интенсивность деформаций; ε₀ – объемная деформация; φ – деформационный параметр; ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций; ε_{ou} – предельная объемная деформация; ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформации; ε_{oc} – разрушающая объемная деформация.

Для определения указанных критериев требуется расчет компонентов напряженно-деформированного состояния – кольцевых и продольных напряжений и деформаций. Эти компоненты определяются для бездефектной трубы и для трубы с дефектами. В последнем случае вычисляются коэффициенты концентрации напряжений и деформаций для компонент кольцевых σ_θ и продольных σ_z напряжений по формулам

α_θ = $\frac{1 + \eta \alpha_0}{2\eta} + \frac{1 + \eta \alpha_0}{2\eta} \operatorname{tg}\left\{\frac{\sqrt{3}}{2}(1 + \eta \pi - \pi)\right\}$ (9)

α_z = $\frac{\pi \eta + 1(1 - \eta) \sin \beta}{\eta \{\pi - \beta(1 - \eta)\}} + \frac{(\alpha_0 - 1)(\pi - \beta)}{\pi}$ (10)

где η = 1 - $\frac{h}{t}$; α₀ = 3 - 2^{(3η-2)/2η}; l = $\frac{L}{\sqrt{0.5D(t-h)}}$; β = $\frac{w}{D}$;

h – глубина дефекта; w – ширина дефекта по окружности трубы; L – длина дефекта по образующей трубы; D, t – диаметр и толщина стенки трубы.

Недостаток этого подхода заключается в сложном алго-

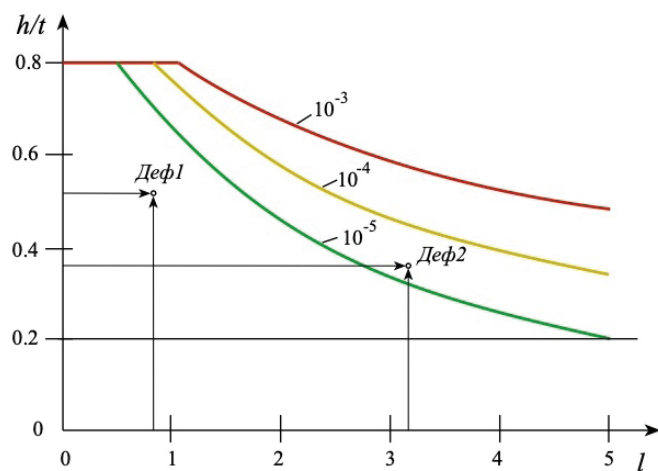


Рисунок 1 – Диаграмма допустимых размеров дефектов с учетом вероятностей разрушения

L_r), находится внутри диаграммы, т.е. $I(K_r, L_r) \in \Omega_S$, то разрушение не происходит. Если $I(K_r, L_r) \in \Omega_R$, то возможно хрупкое, квазихрупкое или вязкое разрушение. Важно отметить, что механизм разрушения здесь не задается априори, а определяется соотношением величин K_r и L_r .

Существенным аспектом проблемы оценки опасности дефектов является учет случайных рассеяний размеров дефектов, характеристик механических свойств и нагрузок. В действующих отечественных и зарубежных нормах расчета этот учет выполняется назначением соответствующих коэффициентов безопасности. Вероятностные расчеты проводятся крайне редко.

Резюмируя изложенное, можно отметить, что проблема категорирования дефектов на опасные и неопасные или критические, докритические и незначительные сохраняет свою актуальность, не смотря на постоянное совершенствование нормативно-методической базы.

Четвертая проблема заключается в обосновании ремонтов МПТ в процессе эксплуатации. Как отмечено выше, коррозионные повреждения, образование трещин, механические повреждения могут приводить к нарушению целостности и работоспособности МПТ. Для восстановления работоспособности в настоящее время используется две технологии ремонта:

- замена дефектных труб под водой или с подъемом МПТ на морскую поверхность;
- усиление поврежденных участков стальными и композитными муфтами в подводном положении.

Данные технологии используют большой набор методов [17]. Выбор технологии и метода ремонта определяется характером повреждения, природно-климатическими, гидрологическими и экономическими факторами. Ремонт заменой труб проводится в случаях повреждений, сопровождаемых нарушениями целостности, разрушениями или большими деформациями МПТ. Для повреждений без нарушения целостности наиболее рациональной считается технология усиления МПТ. Наиболее прогрессивным и надежным методом ремонта МПТ считается метод установки усиливающих композитных муфт [25]. В нормативных методах обоснования усиления с использованием композитных муфт определяются расчетная длина муфты, толщина композита и расчетное рабочее давление в ремонтируемом трубопроводе [26, 27]. В отечественной практике разработаны и сертифицированы принципиально новые одно-двухразъемные конструкции стеклопластиковых муфт с болтовой затяжкой и безмоментным нагружением в процессе монтажа. Такие муфты могут устанавливаться на МПТ под рабочим давлением. Для повышения жесткости МПТ поверх композитной муфты часто устанавливаются стальные муфты, заполняемые полимербетоном. Технологии ремонта МПТ с использованием указанных конструкций отражены в ряде стандартов предприятий. Однако особенности напряженно-деформированного состояния многослойной конструкции «труба с дефектом – композитная муфта – стальная муфта» детально не рассматриваются. Отдельного внимания заслуживает анализ влияния контактного давления композитных муфт на прочность МПТ с дефектами. Установка разъемных композитных муфт приводит к тому, что усилия, возникающие в системе «труба – муфта», создают неосесимметричное напряженно-деформированное состояние в стенках трубы. В узлах затяжки действуют значительные радиально направленные усилия, которые приводят к изгибу трубы, как в плоскости ее сечения, так и в плоскости образующих. Силы трения по площади контакта полотна муфты с трубой также создают изгиб сечений оболочки при затяжке муфты. Строгое аналитическое решение данной задачи получить очень сложно.

Анализ технологий ремонта морских подводных трубопроводов путем установки композитных муфт показы-

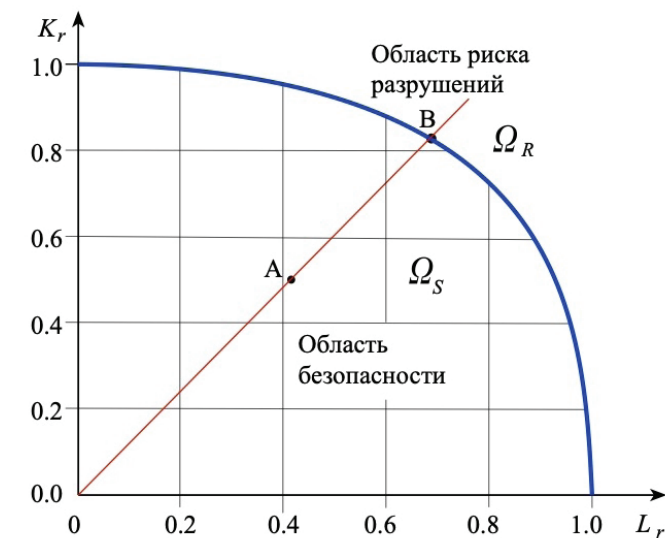
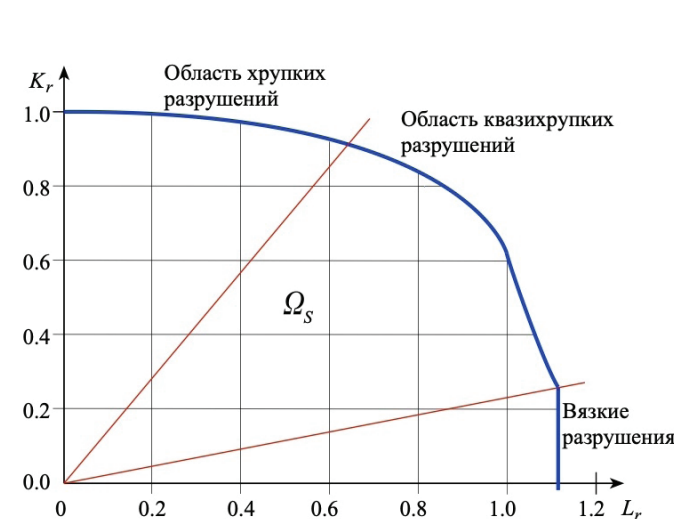


Рисунок 2 – Диаграмма разрушения (а) и диаграмма трещиностойкости (б)

вает, что в них используются типовые, проверенные практикой решения и усиливающие конструкции. Однако ни одна из технологий ремонта не имеет нормативного обоснования достигаемого уровня безопасности МПТ. Для используемых усиливающих конструкций не проводятся проверочные расчеты прочности и оценки риска аварий с учетом особенностей поврежденного участка, гидродинамических и рабочих нагрузок. В связи с этим особую актуальность приобретает разработка и нормирование методов проверочных расчетов по обоснованию безопасности МПТ при выборе технологии ремонта и после его проведения.

Литература

1. PARLOC 2001: The update of loss of containment data for offshore pipelines. Energy Institute, 2003.
2. Analysis of DOT reportable incidents for gas transmission and gathering system pipelines 1985 through 2000. Contract No. PR-218-0137, Catalog No. L51885, Pipeline Research Council International, Inc., 2004. Contract No. PR-218-0137, Catalog No. L51885.
3. EGIG Report 1970-2007. European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG). EGIG 08.TV.0502. December 2008.
4. UKOPA Pipeline Product Loss Incidents - 5th Report (1962 – 2006), Advantica report 6957, August 2007, available from www.ukopa.co.uk
5. PHMSA (2013) About us. <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/about>, accessed on 2013/02/11.
6. CONCAWE (2014d) Performance of European cross-country oil pipelines – Detailed description of reported spillages 1994-2001. CONCAWE, Brussels.
7. CSA (2004) S471-04 General requirements, design criteria, the environment and loads. National Standard of Canada. Canadian Standards Association, 5060 Spectrum Way, Suite 100, Mississauga, Ontario, Canada L4W 5N6.
8. DNV-OS-F101 Submarine pipeline systems // DNV GL: офиц. сайт. URL: <https://rules.dnv.com/docs/pdf/DNVPM/codes/docs/2013-10/>
9. ГОСТ Р 54382–2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2012.
10. Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов. М.: ВНИИСТ, 1981. 110 с.
11. ВСН 51-9-86 Проектирование морских подводных

нефтегазопроводов. М.: Мингазпром СССР, 1987. 47 с.

12. ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода. М.: ИПЦ Газпром, 1998. 32 с.
13. DNV-OS-F101 Submarine pipeline system. DNV, 2013.
14. СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. М.: Стандартинформ, 2018. 36 с.
15. НД №2-020301-005. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. СПб.: РМРС, 2017. 178 с.
16. НД №2-090601 Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов. СПб.: РМРС, 2019. 101 с.
17. DNVGL-ST-F101 Submarine pipeline system. DNV GL AS, 2017.
18. ASME B31G-2012 Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. ASME, 2012.
19. DNV RP-F101 Corroded pipelines. DNV, 2010.
20. Folias E.S. A finite crack in a pressured cylindrical shell // Int. J. Fract. Mech. 1965. Vol. 1. P. 104–113.
21. Аладинский В.В. Оценка опасности дефектов в сварных узлах нефтегазового оборудования на базе метода локальных деформаций // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. 1997. No 1 - 2. С. 27 - 31.
22. ВРД 39-1.10-004-99 Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирование по степени опасности и определению остаточного ресурса. М.: ОАО Газпром, 2000. – 44 с.
23. Dowling A.R., Townley C.H.A. The effect of defects on structural failure: A two-criteria approach // International journal of pressure vessels and piping, 1975, V.3, Issue 2, p. 77-107.
24. Морозов Е.М., Фридман Я.Б. Анализ трещин как метод оценки характеристик разрушения // Заводская лаборатория. 1966. No 8. С. 977–984.
25. Лещенко В.В., Шуреков В.П. Особенности ремонта морских подводных трубопроводов // Промысловые трубопроводы, 2018, №5, с. 10-12.
26. DNV-RP-F113 Pipeline subsea repair. Recommended practice. DNV, 2007.
27. ASME PCC-2-2015 Repair of pressure equipment and piping.

ритме расчета, требующего решения системы уравнений методом последовательных приближений. Вследствие этого не удастся получить явные выражения для допустимых величин давлений и размеров дефектов.

Опасность трещиноподобных дефектов МПТ в зарубежных и ряде отечественных стандартов оцениваются методами механики разрушения, с использованием диаграммы разрушения (FAD) Dowling и Townley [23]. В стандарте BS 7910 используется трехуровневая система расчетов на основе FAD. Для первого и второго уровней диаграмма разрушения задается в форме:

$$K_r = (1 - 0.14L_r^2) \{0.3 + 0.7 \exp(-0.5\mu L_r^6)\} \quad (8)$$

где $K_r = K_t/K_c$, $L_r = \sigma/R_y$; K_t – коэффициент интенсивности напряжений в вершине трещины; K_c – критическое значение коэффициента интенсивности напряжений; σ – напряжения в сечении трубы с трещиной; R_y – предел текучести металла трубы; μ – характеристика материала.

Недостаток подхода FAD заключается в том, что он разработан для условий малых пластических зон в вершине дефекта. Для случаев развития трещин в условиях больших пластических деформаций этот подход дает существенные погрешности.

Альтернативой описанному подходу является метод расчета на основе диаграммы трещиностойкости Е.М. Морозова [24]:

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_c}\right)^a + \left(\frac{K}{I_c}\right)^2 \leq 1 \quad (10)$$

где σ_c – напряжение разрушения для элемента конструкции с трещиной; σ – напряжение в сечении элемента конструкции с трещиной; K – коэффициент интенсивности напряжений для трещины; I_c – предел трещиностойкости.

Особенность диаграммы трещиностойкости заключается в том, что она позволяет анализировать хрупкие, квазихрупкие и вязкие разрушения трубопроводов по механизму развития трещин.

Используя аналогию с отмеченной выше FAD, введением обозначений $K_r = K/I_c$ и $L_r = \sigma/\sigma_c$, диаграмму трещиностойкости можно представить в следующей форме: $K_r^a + L_r^2 = 1$. Этот критерий разделяет пространство возможных состояний $\Omega(K_r, L_r)$ на области безопасности и риска (рис. 2б). При заданном размере трещины траектория нагружения будет определяться прямой ОАВ.

Если расчетная точка, определяемая парой значений (K_r ,