Интернет-журнал «Транспортные сооружения» / Russian journal of transport engineering <http://t-s.today/>

2015, Том 2, №4 / 2015, Vol 2, No 4 <http://t-s.today/issues/vol2-no4.html>

URL статьи: <http://t-s.today/PDF/02TS415.pdf>

DOI: 10.15862/02TS415 (<http://dx.doi.org/10.15862/02TS415>)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Муравьева Л.В. Оценка опасности подводного трубопровода // Интернет-журнал «Транспортные сооружения», Том 2, №4 (2015) <http://t-s.today/PDF/02TS415.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Muravieva L.V. [Hazard assessment of undersea pipeline] Russian journal of transport engineering, 2015, Vol. 2, no. 4. Available at: <http://t-s.today/PDF/02TS415.pdf> (In Russ.)

УДК 629.039.58

Муравьева Людмила Викторовна¹

ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет», Россия, Санкт-Петербург
Профессор кафедры «Водохозяйственное и гидротехническое строительство»

Доктор технических наук
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Оценка опасности подводного трубопровода

Аннотация. Трубопроводные системы транспорта природного газа, нефти и нефтепродуктов стали важным регулятором экономики и государственной безопасности, важной составляющей международной политики. Подводный трубопровод является объектом повышенной опасности (потенциально опасным объектом, опасным производственным объектом). Большое внимание в статье сосредоточено на авариях подводных трубопроводов. Выполнен анализ статистики отказов морских трубопроводов. В качестве универсальной характеристики безопасности рассмотрено понятие риска аварии. По сравнению с сухопутные морские газопроводы отличаются меньшей взрыво- и пожароопасностью при эксплуатации. Но повреждения морских трубопроводов требуют сложного ремонта.

Ключевые слова: оценка риска; морской трубопровод; разрушение; авария

Аварии на подводном трубопроводе обуславливаются крайне широким спектром факторов, воздействующих со стороны окружающей среды и других объектов.

Данные об аварийности подводных трубопроводов представлены в следующих базах данных: Британской Администрации по охране здоровья и безопасности для Северного моря; Офиса по безопасности трубопроводов Министерства транспорта США для Мексиканского залива.

Морские подводные трубопроводы - отдельный класс гидротехнических сооружений, некоторые положения, изложенные в СНиП 33-01-2003, применимы к подводным трубопроводам: перечень нагрузок и воздействий, основные расчетные положения СП 38.13330.2012 позволяют рассчитывать нагрузку от волн на лежащие на дне трубопроводы.

Введение новых нормативных документов «Рекомендации по оценке безопасности магистрального газопровода при проектировании» (ОАО «Газпром»), Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ,

¹ 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77

принятие новой директивы Евросовета Council Directive 96/82/EC (концепция ALARA) показывает смену концепций обеспечения безопасности. Сейчас в мире складывается концепция «приемлемого риска», основу которой составляют методы вероятностного анализа безопасности.

Введение риска аварии в качестве универсальной характеристики безопасности означает революцию во взглядах на управление безопасностью.

Компоновка газотранспортной системы России из многониточных магистральных газопроводов в технологических коридорах создала высокую концентрацию энергетических трубопроводных мощностей [1, 2, 3, 4, 5].

Оценка безопасности основана на следующих условиях: проектирование, расчеты, изготовление, строительство, эксплуатация и техническое обслуживание подводного трубопровода должны отвечать всем требованиям нормативных документов Регистра [4] и соответствовать наилучшим применяемым технологиям.

В настоящее время сложилась следующая ситуация по оценке риска морских трубопроводов (табл. 1).

Таблица 1

Оценка риска морского трубопровода с учетом диаметра трубопровода

Table 1

Risk assessment of the offshore pipeline taking into account its diameter

Диаметр трубопровода, м	Риск возникновения аварий с утечками на морских трубопроводах/год/1000 км
до 0,2	$(0,15-1,5) \cdot 10^{-1}$
0,25-0,4	$(0,23-2,3) \cdot 10^{-2}$
0,43-0,6	$(0,18-1,8) \cdot 10^{-2}$
0,63-1	$(0,27-2,7) \cdot 10^{-2}$

Уровень аварийности транспортных систем по разным данным составляет от $1 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ (1/год)/км.

Повреждение подводного трубопровода, сопровождается интенсивным затеканием воды в трубопровод [5, 6]. Заполняющая трубопровод вода, воздействует на газ в трубопроводе подобно движущемуся поршню рис. 1. В силу несжимаемости воды закон движения границы раздела *вода-газ* и краевое условие на этой границе можно получить, если считать объем воды в трубопроводе телом переменной массы, перемещающимся под воздействием приложенной к нему разности давлений, распределенной силы тяжести и силы трения воды о стенки трубы. Окончательно процесс затекания воды в трубопровод может быть описан путем интегрирования уравнений движения газа в области с подвижной границей $x_w = x_w(t)$, на которой скорость u , совпадающая со скоростью движения воды в трубопроводе $u_w = u_w(t)$, и давление p газа на данной границе должны быть связаны с координатой x_w границы соотношениями:

$$\frac{dx_w}{dt} = u_w, \frac{du}{dt} + \frac{u^2}{x-x_0} = \frac{1}{\rho_{H_2O}} \frac{p_H - p}{x-x_0} + g \frac{z-z_0}{x-x_0} - \zeta_{H_2O} \frac{u^2}{2}, \quad (2)$$

здесь x_b и z_b - координата места повреждения трубопровода и его глубина, p_H - давление воды в месте повреждения, $z_w = z_w(t)$ - глубина трубопровода в точке, где проходит граница раздела *вода-газ*. $\rho_{H_2O} = \zeta_{H_2O}$ - плотность воды и ее коэффициент гидравлического сопротивления.

Рисунок 1. Схематическое изображение выброса газа при повреждении морского трубопровода (рисунок автора)

Figure 1. Schematic illustration of gas blowout in case of the offshore pipeline damage (author's figure)

Анализ аварий подводных трубопроводов показывает, что коррозия составляет (50% отказов), механические повреждения от внешних воздействий (20%), а повреждения, вызванные штормами составляют (12%). Эти повреждения составляют общий перечень отказов морских трубопроводов.

В работе [5] рассмотрены модели отказов трубопроводов от внешних механических воздействий. В основу исследований положено представление о формах повреждений подводных трубопроводов: повреждение продавливанием и образование вмятин. Данные формы повреждений рассмотрены отделением научных и опытно конструкторских работ BritishGas [6].

По данным отчета по аварийности [9], частота утечек при аварии подводного трубопровода на расстоянии 100м от платформы представлена в табл. 2.

Таблица 2

Частоты утечек при аварии подводных трубопроводов на расстоянии 100 м от платформы

Table 2

Frequency of the oil leaks in the accident of undersea pipelines at a distance of 100 m from the platform

Причина	Доля, %	Поправочный коэффициент
Трубопроводы (на км в год в пределах 100 м от платформы)		
Удар	40	3
Коррозия	31	1,875
Дефект	16	0,324
Естественные	1	1
Другие	12	1
Всего	100	

Авторами [4, 5] рассмотрены Процессы продавливания труб. Отметим, что эти повреждения по методике BritishGas, описываются уравнениями кольцевого разрушения:

$$0 \leq \delta \leq \delta_c \rightarrow F_R = 4.48 \times E \times Le \times \left[\frac{(t/D)^3}{(1-t/D)^3} \right] \times \delta = K_1 \times \delta,$$

$$\delta_c \leq \delta \rightarrow F_R = 4.48 \times \sigma_r \times Le \times \left[\frac{(t/D)^2}{(1-t/D)} \right] \times \delta = K_2 \times \delta,$$

$$\delta_c = \frac{40 \times \sigma_r \times Le}{(K_1 - K_2)} \times (t/D)^2 \times (1 - t/D), \quad (3)$$

где F_R - сила кольцевого сжатия; t - толщина стенки трубопровода; σ_r - предел текучести, Le - эффективная длина повреждения, δ - глубина в центре вмятин; D - внешний диаметр, E - модуль Юнга.

Расчет морского газопровода производится на наиболее неблагоприятное сочетание реально ожидаемых нагрузок. Блок-схема анализа риска подводного трубопровода представлена на рис. 2.

Оценка безопасности должна учитывать аварийные ситуации, возникающие в результате следующих воздействий и нагрузок:

- экстремальных гидрометеоусловий;
- сейсмических явлений;
- опасных геологических явлений на морском дне;
- опасных гидрологических явлений;
- отказов технологического оборудования;
- ошибки операторов при эксплуатации трубопровода;
- сочетаний этих событий, явлений и условий.

Рисунок 2. Блок-схема анализа риска подводного трубопровода (рисунок автора)
Figure 2. Block diagram of risk analysis of the undersea pipeline (author's figure)

Нагрузка, возникающая с частотой менее 10^{-4} в год на километр газопровода обозначается как случайная [1]. Нормы регламентируют, что при учете случайных нагрузок учитывать как вероятность их возникновения, так и возможные последствия случайных нагрузок.

Причинами случайных нагрузок могут быть:

- сейсмическое воздействие;
- взрыв;
- внезапная разгерметизация.

Разрыв газопровода связан, с действием внутреннего давления, разрушение трубопровода происходит в результате раскрытия стенки трубы под действием кольцевых напряжений. Для исключения разрывов необходимо ограничивать уровень кольцевых напряжений по отношению как к пределу текучести, так и пределу прочности материала труб. Скорость звука в воде (около 1500 м/с) существенно выше, чем в сжатом газе (при давлениях 10–15 МПа она составляет 400–470 м/с), поэтому волна сжатия «отрывается» от границы контакта «газ – жидкость».

При общем изгибе газопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений происходит смятие стенки газопровода (местная потеря устойчивости). Необходимо ограничивать уровень изгибных деформаций в сечении газопровода для предотвращения местного смятия.

Должны выполняться следующие условия ограничения как относительных, так и абсолютных значений изгибных деформаций:

Местная устойчивости стенки трубопровода обеспечивается назначением соответствующей толщины стенки трубы, при известных изгибных деформациях и начальной овальности сечений труб.

Определения общей изгибной деформации и осевой деформации сжатия-растяжения трубопровода должны базироваться на применении моделей МКЭ [4], учитывающих упругопластические деформации материала труб (физическую нелинейность), а также конструктивные решения узлов трубопровода.

Критериями прочности конструкции трубопровода являются эквивалентные напряжения следует определять по уравнению Мизеса [4].

В Правилах [4] принята концепция «приемлемого риска» (ALARP – as low as reasonably practicable), основанная на принципе «предвидеть и предупредить» и принятая большинством международных и национальных классификационных обществ.

Степень риска аварий технической системы определяется на основании анализа совокупности значений показателей риска, выявленных при анализе нежелательных событий, способных при определенных условиях приводить к авариям: нарушение герметичности трубопровода, отказ систем предупреждения, сигнализации и контроля, ошибки обслуживающего персонала, неблагоприятные гидрометеороусловия, внешние механические воздействия

В отношении эксплуатации трубопровода критическими считаются участки, где частота пересечения трубопровода судами превышает нормативное значение 250 судов/км/год. Данное значение соответствует менее 1 судну/км/день и используется для выделения участков трубопровода с интенсивным судоходством.

Интенсивность отказов фактически является интенсивностью повреждения трубопровода; лишь некоторая доля повреждений, как ожидается, приведет к выбросу газа (например, повреждением может являться вмятина на трубопроводе, мешающая внутренней чистке трубопровода скребками до проведения ремонтных работ).

Расчеты показывают, что в металле трубопроводов, транспортирующих жидкие и газообразные продукты, накапливается примерно равное количество упругой энергии, а вот запасы упругой энергии, аккумулированной перекачиваемым продуктом, для магистральных газопроводов и нефтепроводов оказываются совершенно несопоставимы.

В качестве примера приведены значения запасов упругой энергии в перекачиваемом продукте для наиболее распространенных параметров магистральных трубопроводов [7]. Так в газопроводе диаметром 1420 мм, при давлении транспортируемого продукта 7,5 МПа запас упругой энергии составляет 51,33 МДж/м, а в газопроводе диаметром 1220 мм, при давлении транспортируемого продукта 5,5 МПа запас упругой энергии составляет 25,79 МДж/м.

В отличие от разрыва сухопутного газопровода при разрыве подводного большая часть потенциальной энергии сжатого газа переходит в кинетическую энергию воды в форме скоростного напора, следующего за фронтом волны сжатия в жидкости.

В работе [6], исследовано влияние наличия бетонного покрытия подводного газопровода на скорость развития трещины в трубе. На основании экспериментальных данных и скорости развития трещины в трубе с бетонным покрытием и без него отличается не более чем на 7%. Таким образом, наличие бетонного покрытия оказывает незначительное влияние на скорость распространения трещины в трубе.

При проектировании заглубленных в грунт сооружений возникает ряд проблем, связанных с необходимостью их расчета на действие динамических нагрузок. Такие нагрузки возникают при сейсмических воздействиях, взрывных работах в карьерах.

В случае полно-проходного разрыва трубопровода входной клапан трубопровода будет закрыт, а с помощью выходного клапана из трубопровода будет откачено максимально возможное количество газа.

Выполнено моделирование разрушения подводного газопровода $\varnothing 406 \times 12$ мм. Рабочее давление транспортируемого продукта 10 МПа.

Эквивалентное напряжение в подводном трубопроводе, вычисляется по теории Мизеса, σ_{eq} , МПа.

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_1 + \sigma_1^2 + 3\tau^2}, \quad (4)$$

где σ_h — кольцевое напряжение от внутреннего давления, Па, определяемое по [4]; σ_1 — продольное напряжение, МПа; τ — касательное напряжение (напряжение сдвига), МПа.

Рисунок 3. Распределение эквивалентных напряжений в месте дефекта

($\sigma_{max}=1.93e+004 \text{ т/м}^2$) (рисунок автора)

Figure 3. The distribution of equivalent stresses in the place of defect ($\sigma_{max}=1.93 \text{ e}+004 \text{ t/m}^2$) (author's figure)

При повреждении в конструкции трубопровода наблюдаются максимальные напряжения по Мизесу $\sigma_{\max}=1,93e+004\text{т/м}^2$ (189,268 МПа).

Отсутствие возгорания при утечке из подводного газопровода не уменьшает опасность данного объекта. Природный газ из поврежденного подводного трубопровода поднимается вверх и образует над поверхностью воды ядовитое облако. Всплытие газа образует на поверхности воды «кипящий слой». При своевременном срабатывании охранных клапанов такой выброс может продолжаться несколько часов. В зависимости от мощности трубопровода, размера повреждения, возможно возгорание газового облака.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рекомендации по оценке безопасности магистрального газопровода при проектировании. М. 2000, ОАО «Газпром».
2. Сафонов В.С., А.В. Мельников, С.В. Ганага. Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах // Научно-технический сборник: ВЕСТИ газовой науки. - 2015.-№2 (22).-с. 155-162.
3. Статистические методы анализа безопасности сложных технических систем // под ред. Соколова В.П.; М. «ЛОГОС» - 2001. – С. 232.
4. Регистр Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов // Российский морской регистр судоходства; Санкт-Петербург; Российский морской регистр судоходства. - 2012. - 283 с.
5. Иванов А.Г. О природе катастрофических разрушений трубопроводов // Докл. АН СССР. – 1985. – Т.155. – №2. – С. 357-360.
6. Нестационарные газодинамические процессы в газопроводе на подводном переходе через Черное море // Зубов В.И., В.Н. Котеров, В.М. Кривцов, А.В. Шипилин, Матем. Моделирование. том 13, №4. - 2001, с. 58–70.
7. Федоров А.С. Моделирование и анализ рисков на стадиях проектирования и эксплуатации трубопроводов (на примере газопровода "Россия-Турция"). диссер. канд. тех. наук. М. 2000.
8. Динамический расчет сооружений на специальные воздействия // под ред. Коренева Б.Г., Рабиновича И.М.; М. Стройиздат. - 1981. – С. 215.
9. Energy Report Recommended Failure Rates for Pipelines Report no/DNV Reg No.: 2009-1115, Rev 1, 2010-11-16.

Muravieva Liudmila Victorovna

Saint Peterburg state polytechnic university, Russia, Saint-Petersburg
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Hazard assessment of undersea pipeline

Abstract. The pipeline systems for transportation of natural gas, crude oil and petroleum products have become an important regulator of economy and state security as well as an important component of the international policy. The undersea pipeline is a high-risk facility (potentially hazardous object, dangerous manufacturing location). The author of article fixes great attention on accidents with the undersea pipelines. There was carried out a statistics analysis of the offshore pipeline failures. The concept of accident risk is considered as the universal characteristic of security. In comparison with the onshore gas pipelines the offshore ones are less dangerously explosive and fire hazardous in service. But the damages of offshore pipelines require a complex repair.

Keywords: risk assessment; offshore pipeline; breakage; accident

REFERENCES

1. Rekomendatsii po otsenke bezopasnosti magistral'nogo gazoprovoda pri proektirovanii. M. 2000, OAO «Gazprom».
2. Safonov V.S., A.V. Mel'nikov, S.V. Ganaga. Metodicheskie aspekty analiza avariynykh protsessov na podvodnykh gazoprovodakh // Nauchno-tehnicheskii sbornik: VESTI gazovoy nauki. - 2015.-№2 (22).-s. 155-162.
3. Statisticheskie metody analiza bezopasnosti slozhnykh tekhnicheskikh sistem // pod red. Sokolova V.P.; M. «LOGOS» - 2001. – S. 232.
4. Registr Pravila klassifikatsii i postroyki morskikh podvodnykh truboprovodov // Rossiyskiy morskoy registr sudokhodstva; Sankt-Peterburg; Rossiyskiy morskoy registr sudokhodstva. - 2012. - 283 c.
5. Ivanov A.G. O prirode katastroficheskikh razrusheniy truboprovodov // Dokl. AN SSSR. - 1985. - T.155. - №2. - S. 357-360.
6. Nestatsionarnye gazodinamicheskie protsessy v gazoprovode na podvodnom perekhode cherez Chernoe more // Zubov V.I., V.N. Koterov, V.M. Krivtsov, A.V. Shipilin, Matem. Modelirovanie. tom 13, №4. - 2001, s. 58–70.
7. Fedorov A.S. Modelirovanie i analiz riskov na stadiyakh proektirovaniya i ekspluatatsii truboprovodov (na primere gazoprovoda "Rossiya-Turtsiya"). disser. kand. tekhn. nauk. M. 2000.
8. Dinamicheskii raschet sooruzheniy na spetsial'nye vozdeystviya // pod red. Koreneva B.G., Rabinovicha I.M.; M. Stroyizdat. - 1981. – S. 215.
9. Energy Report Recommended Failure Rates for Pipelines Report no/DNV Reg No.: 2009-1115, Rev 1, 2010-11-16.