УДК 624.004.24 + 656.56.008.2(26.03)

Н.А.РЕШЕТОВ, В.К.ШУРПЯК
Российский морской регистр судоходства,
Санкт-Петербург, *Россия*
В.Г.МАКАРОВ, О.Я.ТИМОФЕЕВ, Н.И.ЗИНЧЕНКО
Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, *Россия*

ПЕРВЫЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРАВИЛА ПОСТРОЙКИ И РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Анализируются содержание и основные положения «Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов» и «Руководства по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов», опубликованных недавно Российским морским регистром судоходства. Правила уделяют большое внимание нагрузкам, действующим на подводные трубопроводы, возникающим в них напряжениям, техническим средствам их прокладки, защиты от коррозии, определяют необходимые меры безопасности.

The paper analyses contents and concepts of the first Russian «Classification and building rules for sea underwater pipelines» and the «Operating manual for building and operation of the sea underwater pipelines» which have been published by the Register of Shipping of the Russian Federation. These rules give the special attention to acting loads, tensions, ballasting, corrosion prevention, methods of laying and the safety evaluation of sea underwater pipelines.

Подводные трубопроводы представляют собой весьма сложные инженерные сооружения, заглубляемые в морское дно или укладываемые поверх него. Роль подводных трубопроводов (ПТ) для транспортировки углеводородов неуклонно растет. Освоение на континентальном шельфе месторождений, расположенных, как правило, на большом расстоянии от непосредственных потребителей и развитой береговой инфраструктуры, требует проектировать, строить и эксплуатировать протяженные и разветвленные сети ПТ. Однако правил постройки морских подводных трубопроводов в России до настоящего времени не было, хотя они имелись в других странах, ведущих освоение нефтегазовых месторождений. В результате не имеющий аналогов в мировой и отечественной практике по техническим и экологическим характеристикам, сложности сооружений трансконтинентальный газопровод Россия – Турция («Голубой поток») построен по зарубежным правилам. Его общая протяженность 1263 км, из которых около 390 км проложено по дну Черного моря на глубинах до 2150 м [1, 5].

После принятия в сентябре 2000 г. решения премьер-министра Российской Федерации о передаче под надзор Российского морского регистра судоходства (РС) морских буровых установок впервые были начаты разработки отечественных «Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов» [4] и «Руководства по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов» [6].

Правила включают в себя 10 разделов и 3 приложения. Общие положения Правил отражают область распространения и сферу их деятельности, основные определения и пояснения, классификацию ПТ, объем освидетельствований и перечень необходимой технической документации.

Зависимости, приведенные в разделе 2 Правил, определяют расчетные нагрузки,

действующие на ПТ в эксплуатационных условиях, при испытаниях и монтаже. Они позволяют рассчитывать эксплуатационное давление в трубопроводе, осевое усилие от температурных изменений, погонные нагрузки от сил веса, течения и волн, нагрузки, возникающие при монтаже ПТ и учитывающие сейсмичность. Каждый вид нагрузки γ, определяемой по расчетным зависимостям, умножается на коэффициент значимости:

Вес трубопровода и вспомогательных конструкций ……	1,1
Внутреннее давление:	
для газопроводов ……	1,1
для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов …...	1,15
Наружное давление воды с учетом колебаний уровня воды за счет приливно-отливных явлений и волнения ……...	1,25
Давление грунта и засыпки трубопровода в случае укладки трубы в траншею ……	1,4
Давление бетонных защитных покрытий ……	1,1
Обледенение трубопровода в случае транспортировки продуктов с отрицательной температурой	1,4
Сейсмические воздействия ……	1,1
Воздействие течения ……..	1,1
Воздействие волн ……...	1,15
Температурные воздействия ……	1,0

Раздел 3 посвящен прочности ПТ. В нем содержатся методики определения толщины стенки ПТ и расчетов на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления, на локальное и лавинное смятие, на усталость. Толщина стенки ПТ, исходя из условий местной прочности, рассчитывается по формуле

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\varphi\sigma + p_o} + c_1 + c_2 ,$$

где p_o – расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе, Па; D_a – наружный диаметр трубы, мм; σ – допустимое напряжение материала трубы, МПа; φ – коэффициент прочности, зависящий от способа сварки; c_1 – прибавка на коррозию, мм; c_2 – прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.

Критическое внешнее давление на трубопровод в мегапаскалях, приводящее его к смятию поперечного сечения, но не инициирующее пластических деформаций в стенке трубы, определяется по формуле

$$P_e = \frac{2E}{1-\nu^2}\left(\frac{t_c}{D_a}\right)^3 ,$$

где E – модуль продольной упругости материала трубы, МПа; ν – коэффициент Пуассона.

Под локальным смятием понимается потеря устойчивости первоначальной формы трубопровода в виде излома или коробления под действием внешнего гидростатического давления, продольных сил и изгибающего момента. Лавинное смятие – явление распространения локального смятия сечения глубоководного трубопровода по его трассе. Лавинное смятие наблюдается при условии, когда внешнее гидростатическое давление будет превышать некоторое критическое значение, определяемое по формуле

$$p_p = 24R_e\left(\frac{t_c}{D_a}\right)^{2,4} ,$$

где R_e – предел текучести материала трубы, МПа.

Прочность ПТ проверяется по усталостному критерию на базе линейной гипотезы суммирования усталостных напряжений

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{n_i(\Delta\sigma_i)}{N_i(\Delta\sigma_i)} \le \frac{1}{n_{\acute{o}}} ,$$

где m – количество режимов нагружения; $n_i(\Delta\sigma_i)$ – количество циклов нагружения для каждого режима; $N_i(\Delta\sigma_i)$ – соответствующие точки кривой усталости материала ПТ для каждого режима; $\Delta\sigma_i$ – изменение напряжений за цикл нагружения, которое определяется как алгебраическая разность наибольшего и наименьшего напряжений за цикл; n_y – коэффициент запаса, равный 10.

В разделах 4 и 5 рассмотрены требования к материалам ПТ и к технологическим процессам сварки. Раздел 6 посвящен балластировке ПТ, в частности, даны сведения по сплошным балластным покрытиям: бетонным, железобетонным и композитным. Ис-

ходными параметрами для сплошного балластного покрытия служат: объемный вес или вес в воде; толщина покрытия; плотность; предел прочности на сжатие; водопоглощение; сопротивление удару; сопротивляемость изгибу (гибкость). Согласно требованиям Правил минимальная толщина сплошного покрытия должна быть не менее 40 мм.

Значительное внимание в Правилах уделено защите ПТ от коррозии: внутренней и внешней, катодной и протекторной. К мероприятиям, направленным на борьбу с внутренней коррозией, относятся:

– увеличение толщины стенки ПТ с учетом прибавки на коррозионный износ;

– применение для ПТ коррозионностойких материалов;

– нанесение на внутреннюю поверхность ПТ антикоррозионного покрытия;

– обработка углеводородов перед транспортировкой путем удаления из них воды и других веществ, способствующих коррозии.

Для защиты от внешней коррозии морской ПТ должен иметь антикоррозионное изоляционное покрытие. При необходимости на внешнее покрытие наносится наружный слой для защиты от механических повреждений. Для стояка и берегового перехода Правилами предусматриваются специальные покрытия. Катодная защита, по требованиям Правил, является обязательной составляющей комплексной защиты ПТ от коррозии в морской воде, наряду с внешним антикоррозионным покрытием. Катодная защита должна предохранять ПТ от коррозионных повреждений в местах его дефектов или повреждений покрытия. Протекторная защита от коррозии заключается в подключении защищаемого металла трубопровода к металлу протектора, имеющему в морской воде более отрицательный потенциал. Для контрольного электрода устанавливаются минимальные (в числителе) и максимальные (в знаменателе) значения защитных потенциалов, В:

Медносульфатный насыщенный	–0,95 / –1,10
Хлорсеребряный	–0,90 / –1,05
Цинковый	+0,15 / 0,00

Раздел 8 Правил посвящен монтажу и испытаниям ПТ. В нем изложены требования к трассировке и морским операциям при укладке ПТ, отражены основные способы укладки трубопроводов на морское дно (протаскиванием по дну, буксировкой на плаву, с баржи-трубоукладчика, с судна-трубоукладчика с применением барабана, с использованием наклонных стингеров, формирующих *S*- и *J*-образные профили трубопроводов, с выполнением наклонного бурения). Здесь же излагаются требования к испытаниям ПТ давлением на прочность и герметичность.

Раздел 9 содержит основные положения, связанные с обслуживанием, инспектированием, ремонтом и модернизацией ПТ.

В отличие от зарубежных, отечественные Правила включают в себя материалы по оценке безопасности эксплуатации ПТ, которые, вместе с приложениями 2 и 3, содержат термины, определения, пояснения и перечень количественных показателей риска, методы проведения анализа. Значение индивидуального риска R в год при каком-либо воздействии, согласно Правилам, определяется зависимостью

$$R_{ik} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i Q_{ik} Q_{ik}^{p},$$

где Q_i – повторяемость рассматриваемого i-го воздействия ситуации, аварийного случая; Q_{ik} – вероятность реализации i-й ветви дерева событий (риск аварии); Q_{ik}^{p} – условная вероятность поражения человека при реализации i-й ветви дерева событий; n – число ветвей дерева событий; k – коэффициент соответствия определенному виду аварий.

Суммарный индивидуальный риск в год при различных воздействиях на ПТ (землетрясениях, пожарах, взрывах и т.п.) определяется в Правилах как сумма рисков R для отдельных воздействий:

$$\sum R = \sum_{k=1}^{k=m} R_{ik},$$

где m – принятое во внимание число возможных поражающих факторов.

Потенциальный территориальный риск представляет собой пространственное распределение частоты реализации отрицательного воздействия определенного уровня:

$$R(x, y) = P(x, y),$$

где *x, y* – декартовы координаты.

Потенциальный территориальный риск является комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект, в данном случае ПТ, и окружающую территорию.

Социальный риск характеризует масштаб возможных аварий и катастроф. Он определяется функцией, имеющей общепринятое название *FN*-кривая. Под *N*, в зависимости от задач анализа, можно понимать либо общее число пострадавших, либо количество смертельно травмированных людей или другой показатель тяжести последствий. В качестве переменной *N* можно принимать материальный или экологический ущерб и построить свои *FN*-кривые, которые будут служить, соответственно, мерой страхового или экологического риска.

Коллективный риск является интегральной мерой опасности. Он определяет масштаб ожидаемых последствий от потенциальных аварий для людей:

$$R = P(\grave{A})N,$$

где *P* – вероятность (частота) поражения отдельного индивидуума в результате исследуемых факторов опасности определенного вида; *N* – общее количество людей, подвергающихся потенциальному воздействию.

Коллективный риск обычно определяет ожидаемое количество травмированных людей в результате аварии на рассматриваемой территории за определенный период времени. Индивидуальный и коллективный риски при определенных условиях могут быть переведены в сферу экономических и финансовых категорий. При анализе экологической безопасности мерой экологического риска может служить зависимость площади загрязненной поверхности от частоты аварий.

В приложении 1 к Правилам даны подробные рекомендации по обеспечению надежности и безопасности ПТ от различных гидродинамических и механических факторов, к которым относятся:

– вибрация и перемещение трубопроводов под воздействием гидродинамических факторов;

– механические повреждения трубопроводов и их покрытий якорями, тралами, волокушами, килями судов, ледовыми образованиями и др.;

– внешняя и внутренняя коррозия;

– неудовлетворительная балластировка ПТ;

– дефекты сварки материалов ПТ;

– потери устойчивости ПТ на грунте;

– провисание трубопровода на грунте в районе размыва донного грунта;

– недостаточный контроль за состоянием ПТ при строительстве и эксплуатации.

Основными видами повреждения ПТ являются разрывы и трещины, сквозные коррозионные свищи, неплотности соединений, утонения стенки трубы до недопустимых значений, интенсивные коррозионные износы, вмятины, нарушения сплошности защитных покрытий и др. Наибольшими последствиями повреждений ПТ являются утечки и аварийные выливы из них нефти и нефтепродуктов, конденсата, газа и сжиженного газа при нарушении герметичности.

Рекомендации по защите ПТ предусматривают резервирование, ограничение максимального расстояния между параллельно проложенными линиями, заглубление ПТ в траншею с последующей засыпкой грунта при различных факторах гидродинамического и механического воздействия [2]. Некоторые рекомендации по заглублению ПТ в грунт приведены в таблице.

«Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов» содержит четыре раздела, отражающих область распространения, определения и пояснения, требования к техническому наблюдению за изготовлением материалов и изделий, процессом строительства и укладки, эксплуатацией ПТ.

Значимость разработанных документов пока еще трудно оценить. Являясь первым

Рекомендации по выбору заглубления подводных трубопроводов

№ п/п	Преобладающий фактор внешнего воздействия на трубопровод	Расчет заглубления	Примечание
1	Крупные ледовые образования	Размер заглубления определяется максимальной глубиной борозды экзарации плюс 0,4 м. В районах с крупными ледовыми образованиями и других (при глубинах от 25 м и выше) значение заглубления может быть принято равным нулю (прокладка поверх дна)	Рекомендации даны без учета экстремальных случаев
2	Воронки размыва морского дна талыми водами	Размер заглубления слагается из высоты воронки плюс 1,0 м	–
3	Мерзлые придонные грунты	При температуре углеводородов, превышающей температуру окружающих мерзлых грунтов, размер заглубления трубопроводов должен выбираться исходя из условий, определяемых численными методами, которые позволили бы исключить процесс оттаивания и оседания, способный привести к «оголению» трубопровода	–
4	Размывы донного грунта течениями, волнами, потоками от работающих судовых движителей	Размер заглубления определяется максимально возможной высотой размытого грунта плюс 1,0 м	–
5	Течения и волнения	В условиях скальных грунтов, выходящих на поверхность дна, размер заглубления представляет сумму, равную диаметру трубопровода плюс 0,5 м	–
6	Сдвиговые горизонтальные перемещения	Выбор заглубления должен быть таким, чтобы исключить опасные сдвиговые горизонтальные перемещения	–
7	Якорение морских технических средств	В районах возможного якорения судов или других технических средств заглубление принимается равным 2,5 м	Использование тралов, волокуш и других буксируемых по дну объектов должно учитываться отдельно
8	Экологическая чистота вод	При прохождении трубопроводов под дном пресных озер и водоемов их заглубление определяется из условий, полностью исключающих нарушение экологической чистоты этих водоемов	–
9	Сложность осуществления заглубления	При невозможности обеспечить требуемое заглубление трассу трубопровода следует перенести в зону с более благоприятными условиями для строительства и эксплуатации	–

шагом на пути вторжения в область надзора за одним из важнейших объектов освоения континентального шельфа, они, наряду с Правилами Регистра для плавучих буровых установок и морских стационарных платформ [3], служат интересам России в решении важнейших задач по приоритетности освоения энергоресурсов шельфовых месторождений отечественных морей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кизилов В.* «Голубой поток» накануне пуска // Газовая промышленность. 2002. № 9. С.10-13.

2. Мероприятия по защите подводных трубопроводов от разрушения / В.Г.Макаров, В.К.Шурпяк, О.Я.Тимофеев и др. // Науч. техн. сб. Российского морского регистра судоходства. 2002. Вып.25. С.170-189.

3. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ / Российский морской регистр судоходства. СПб. 2000.

4. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов / Российский морской регистр судоходства. СПб, 2003. 94 с.

5. *Пудсвиров И.* Все ближе к нам берег турецкий // Газовая промышленность. 2002. № 4. С.14-16.

6. Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов / Российский морской регистр судоходства. СПб, 2004. 23 с.