

УДК 621.644.073

**М.Н. Мансуров**, д.т.н., профессор, директор, e-mail: M\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru;

**Т.И. Лаптева**, к.т.н., ведущий научный сотрудник, центр «Морские месторождения нефти и газа», e-mail: T\_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

# ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И РЕМОНТА МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ОСВОЕНИИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

*Ключевыми факторами при проектировании морских трубопроводов являются требования по обеспечению их надежности. Возможны две концепции при их эксплуатации: когда риск выхода из строя их линейной части не учитывается и когда ежегодно осуществляется инспекция их внутреннего состояния. Для сертифицированных морских трубопроводов отдельные ремонтные работы классифицируются как плановые и аварийные, причем существует довольно много сложных и разнообразных их технологий.*

**Ключевые слова:** компьютерное имитационное моделирование, повреждение трубопроводов, целостность трубопроводов, анализ рисков, плановый и аварийный ремонт.

С освоением морских нефтяных и газовых месторождений неразрывно связано сооружение морских подводных трубопроводных систем. Под ними подразумевается взаимосвязанная система морских подводных трубопроводов и стояков, обеспечивающих транспортировку жидких и газообразных углеводородов (нефть, конденсат, природный бензин, сжиженный газ, нефтепродукты и их фракции в жидком виде, углеводороды в газообразной форме) от морских месторождений к береговым базам.

Существенные отличия проектирования и строительства таких трубопроводов обусловлены природными условиями морских акваторий, глубиной укладки, протяженностью, наличием дополнительных статических и динамических нагрузок от воздействия волн, течений и ледовых образований.

Особенностями проектирования морских трубопроводов в отличие от сухопутных являются:

- необходимость учета способа укладки трубопровода на морское дно;
- необходимость учета действия наружного гидростатического давления как на стадии строительства, так и в период эксплуатации трубопровода;

• значительная изменчивость начального положения трубопроводов в процессе эксплуатации (вследствие переформирования морского дна, течений, зацеплений якорями и тралами и др.). Ключевыми факторами при проектировании морских нефтегазопроводов являются требования по обеспечению надежности при минимальном воздействии на окружающую среду в течение своего расчетного срока эксплуатации. Проектирование и строительство морских трубопроводов осуществляется на основе международных стандартов, российских норм, стандартов ОАО «Газпром», законодательных и нормативных документов российских органов государственного надзора и контроля [1, 2, 3, 4]. Из используемых в мировой практике проектирования морских трубопроводов основных нормативных документов [3, 5–9] наиболее обоснованным следует признать морской стандарт [3] классификационного общества Det Norske Veritas (DNV). В стандартах Американского общества инженеров-механиков (ASME) [5, 6] выделены отдельные главы для проектирования морских трубопроводов. Международная организация по стандартизации разработала свой стан-

дарт ИСО [7], включающий все основные требования как для сухопутных, так и для морских трубопроводов. Свои стандарты для морских трубопроводов имеют Великобритания [8] и Германия [9]. Специфические требования к расчету морских трубопроводов содержатся в руководстве Американского нефтяного института [10]. Основные требования к трубам для морских трубопроводов определены в стандартах [11, 12]. Они, как правило, дополняются требованиями в стандартах на морские трубопроводы (например, в [3]) и в конкретных проектах.

**Технологическая надежность морских трубопроводов обеспечивается:**

- квалифицированным выбором материалов и проектно-конструкторских решений;
- квалифицированным выбором технологий сварочных и ремонтных работ;
- исключением запорной арматуры на линейной части морских трубопроводов;
- мероприятиями по антикоррозионной защите трубопроводов и ее контролем. Технология защиты внутренней поверхности трубопроводов определяется коррозионной активностью перекачиваемого продукта. Для защиты внеш-

Технологии. Качество. Надёжность.



Предприятие проходит сертификацию на соответствие производимых пакеров и мостовых пробок (Spec 11D1) промышленно-ориентированному стандарту API Specification Q1 Американского института нефти (API)



12-я РОССИЙСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЬ и ГАЗ**  
25 – 28 июня 2013 года  
Центр «Орбита»

Павильон 1, стенд А707



# ПАКЕРЫ

Оборудование для ремонта и эксплуатации нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин.



Цены, которые Вас устроят!



Гарантия высокого качества изготовления и простота конструкций, обеспечивающих удобство эксплуатации и безотказную посадку пакеров на заданных интервалах!



Инженерно-технологическое сопровождение, сервисное обслуживание!



Следование мировой практике предприятий нефтегазового сектора!

- двухпакерные и трехпакерные компоновки, в том числе оставляемые автономно в обсадной колонне после автоматического разъединения с колонной НКТ;

- технологические пакеры, в том числе в комплекте с гидравлическими якорями, механические с поворотной и осевой установкой;

- пакеры с кабельным вводом как в комплекте с клапаном газовым перепускным, так и с трубками для отвода газа и одновременной подачи хим.реагентов;

- пакеры с кабельным вводом с увеличенным диаметром проходного канала, конструкция которых позволяет осуществлять монтаж без нарушения целостности жил электросилового кабеля;

- пакеры для пропантового и кислотного ГРП с упрочненным цельным стволом (без резьбовых соединений)

- пакеры с поворотной и осевой установкой для ППД с двумя механическими якорными узлами;

- пакеры с осевой установкой, используемые в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, обеспечивающие длительную автономную изоляцию разобщаемого интервала эксплуатационной колонны;

- клапаны различных видов, в том числе опресовочные, промывочные, циркуляционные, уравнительные.



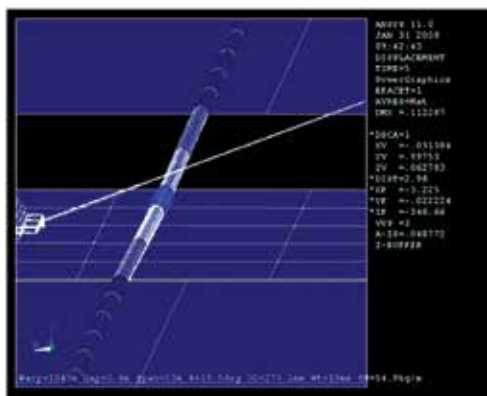


Рис. 1. Анализ воздействия тралов

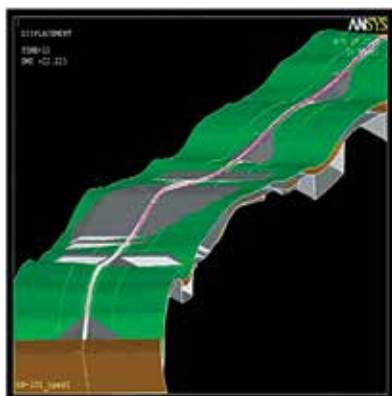


Рис. 2. Анализ удлинения трубопровода

ней поверхности трубопровода обычно предусматривается антикоррозионное покрытие в сочетании с методами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Несмотря на то что морские трубопроводы являются одним из самых надежных видов транспорта [13], практика показывает, что в процессе их строительства возможно возникновение различных видов нештатных ситуаций. Учитывая масштабы реализуемых в настоящее время проектов, даже относительно небольшая вероятность возникновения таких нештатных ситуаций сопряжена со значительными экономическими, технологическими и экологическими рисками. Примером возникновения физико-географических нештатных ситуаций является укладка трубы через или вблизи не предусмотренных в проекте опасных для целостности магистральных трубопроводов геообъектов: смещения, размыты, газовые полости, скальные выходы и др.

Причинами возникновения нештатных ситуаций могут быть:

а) технические проблемы: отклонение от проектного маршрута, дефекты трубы и сварных швов, превышение проектных нагрузок при укладке и т.д.;

б) геоситуационные проблемы: обнаружение неучтенных проектом коммуникаций, захоронений, в т.ч. военной амуниции и боеприпасов, затонувших судов, археологических объектов и т.п. Так, при строительстве газопровода Nord Stream было выявлено несколько захоронений боеприпасов, которые находились на расстоянии более 100 м от проектной оси трубопровода, а также около 160 затонувших объектов, находящихся в настоящее время на безопасном расстоянии от маршрута газопровода. За этими объектами ведется постоянный мониторинг во избежание их приближения к газопроводу на опасное расстояние.

Типовыми решениями по преодолению нештатных ситуаций являются следующие: 1) оперативная корректировка маршрута трасс с целью обхода опасных зон; 2) инженерно-техническое воздействие на морское дно с целью его кор-

рекции для обеспечения возможности укладки трубопровода в соответствии с его проектным пространственным положением, например, при строительстве газопровода Nord Stream на 1600 участках производилась корректировка рельефа дна.

Одним из основных направлений научно-технического прогресса в процессах транспорта углеводородов является развитие технологий компьютерного имитационного моделирования. Для расчетов напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов при воздействии всевозможных нагрузок эффективно используются компьютерные программы, основанные на методе конечных элементов, среди которых можно выделить ANSYS (рис. 1–3). Вычисление нагрузок, обработка и описание расчетной схемы в пакете ANSYS производится специально разработанными макрокомандами.

Программный комплекс OLGAS, разработанный норвежской компанией SPT Group (Scandpower Petroleum Technology AS), используется при моделировании трубопроводных сетей. Программный комплекс OLGAS позволяет специалистам эффективно исследовать и моделировать многочисленные процессы, связанные с транспортировкой газовых, нефтяных и смешанных потоков, включающих многокомпонентные углеводороды и пластовую воду (рис. 4). OLGAS позволяет разрабатывать имитационные модели трубопроводов, реальных систем и ставить эксперименты на этих моделях с целью анализа поведения системы и оценки (в рамках ограничений, накладываемых некоторым критерием или совокупностью критериев) различных

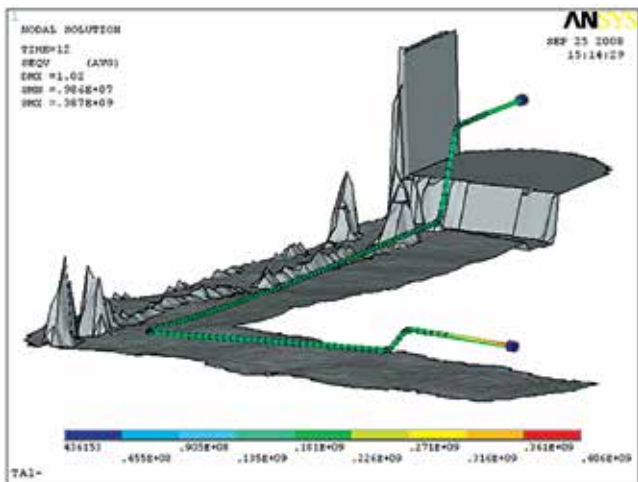


Рис. 3. Анализ угловых соединений



Рис. 4. Визуализация процесса моделирования течения потока в трубопроводе



## Производство антикоррозионных изоляционных работ по техническим условиям ОАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть»

125040, г. Москва, ул. Скаковая, д. 36,

тел./факс: +7 (499) 257-00-27

тел.: +7 (495) 506-93-86

Email: meridian-stroy@mail.ru

[www.meridian-stroy.su](http://www.meridian-stroy.su)



ООО «Меридиан-Строй» – одна из лидирующих производственных компаний в России выполняющих весь комплекс работ связанных с антикоррозионной защитой трубопроводов, запорной арматуры и технологического оборудования.

ООО «Меридиан-Строй» круглогодично задействовано на объектах капитального строительства нефтегазового комплекса в рамках своей специализации.

ООО «Меридиан-Строй» при производстве работ использует высокотехнологичные полиуретановые и эпоксидные материалы отвечающие всем требованиям ОАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть», применяя специализированное оборудование ведущих мировых производителей.

**ООО «Меридиан-Строй» имеет собственный завод по изоляции трубопроводов и запорной арматуры, расположенный по адресу:**

**г. Челябинск, ул. Складская, 1.**





Таблица 1. Проектные вероятности повреждения трубопроводов по [7]

Предельное состояние	Вероятность	Класс безопасности		
		Низкий	Нормальный	Высокий
Состояние пригодности к эксплуатации при наличии дефектов, развитие которых приведет к несоответствию функциональным требованиям (например, за счет увеличения овальности, накопления пластических деформаций или смещений, повреждения или утери защитного покрытия)	число/км·год	$1-10^{-1}$	$10^{-1}-10^{-2}$	$10^{-2}-10^{-3}$
Предельное состояние по прочности, при несоблюдении которого трубопровод может потерять конструктивную целостность (например, разрывы, трещины, местная или общая деформация, потеря устойчивости или пластическое разрушение)	км·год	$10^{-3}$	$10^{-4}$	$10^{-5}$

стратегий, обеспечивающих функционирование данной системы. При проектировании трубопроводов программный комплекс OLGAS дает возможность моделировать сложные процессы, вызванные нестационарным многофазным течением, заранее предсказать различные эффекты, связанные с нестабильностью потока в трубопроводе, прогнозировать любые ситуации и выработать схемы предотвращения аварий и нештатных ситуаций. Использование программы OLGAS позволяет оценить эффективность различного рода процессов и последствия аварий, а также предоставляет возможность моделирования систем с различными свойствами флюида. Он выполняет также функциональные требования по особо сложным случаям применения, относящимся к глубоководным разработкам, сетям для многофазного потока и чрезвычайно протяженным трубопроводам для транспортировки многофазного потока.

Отказы морских трубопроводов приводят к серьезным осложнениям в разработке месторождений, значительным ущербам окружающей морской среде и расходам материально-технических ресурсов. Статистический анализ аварийности морских трубопроводов в Северном море проводился по базе данных PARLOC [14]. Проектные вероятности повреждения трубопроводов, включая морские, заданы в стандарте [15], на основе методов предельного состояния, являющегося дополнением к стандарту [7] (табл. 1).

Анализируемая база данных включала морские трубопроводы, проложенные по дну Северного моря, общим числом 1567 и общей протяженностью 24 837 км, т.е. база данных достаточно репрезентативна. Необходимо отметить, что для акватории Северного моря характерны высокая

плотность трубопроводов и интенсивное морское судоходство. С учетом отмеченных выше условий общая интенсивность возникновения аварийных ситуаций на морских трубопроводах составляет:  $\lambda_{об} = 6,626 \cdot 10^{-4}$  событий на км·год, при этом интенсивность аварий, связанных с нарушением герметичности, составляет  $\lambda_{ут} = 8,84 \cdot 10^{-5}$  событий на км·год.

Хотя эти показатели на 1–2 порядка выше показателей надежности трубопроводов, прокладываемых на суше, длительный срок эксплуатации и высокие требования к экологической безопасности объектов морского трубопроводного транспорта нефти и газа ставят в ряд важнейших задач вопросы обеспечения их надежной и безотказной работы, предупреждения и снижения количества аварийных ситуаций, разработки эффективных методов ликвидации последствий аварий.

Исходя из приведенной статистики, на практике можно применять следующие концепции эксплуатации морских трубопроводов:

- при анализе риска и оценке надежности морских трубопроводов с месторождения на берег риск выхода из строя линейной части не учитывается. Принимаются в расчет только вероятности отказа коннекторов, запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- при эксплуатации морских трубопроводов ежегодно осуществляются инспекция внутреннего состояния путем пропуска диагностических снарядов и обследование положения трубопроводов методами сонарной съемки. Такая концепция приемлема для газопровода «Джубга – Сочи».

Основными критериями эксплуатации морских трубопроводов являются без-

опасность, надежность поставки, экономичность (рис. 5).

Обеспечение целостности трубопроводов при эксплуатации характеризуется двумя возможными состояниями трубопровода – безопасное и с дефектами. Управление целостностью трубопровода производится на основе мониторинга и анализа риска: RBI – регулярные инспекции; RBM – техническое обслуживание. Система контроля целостности трубопровода предназначена для осуществления непрерывного мониторинга целостности трубопровода и поддержки задач по его ежедневной эксплуатации:

- постоянный мониторинг состояния трубопровода;
- планирование профилактических и ремонтных работ, инспекционных проверок;
- предупреждение и оперативное реагирование в случае возникновения угрозы функционированию трубопровода;
- информационная поддержка административных и правовых вопросов эксплуатации инфраструктуры;
- анализ данных инспекционных исследований;
- взаимодействие с интеллектуальным оборудованием.

В таблице 2 представлена матрица инспекций, основанных на анализе рисков трубопроводных систем (RBI).

В настоящее время разработаны программные пакеты управления трубопроводами, например CorPos-AD, которые применяются для получения достоверной информации о целостности трубопровода и оценки его состояния в условиях эксплуатации.

Программные комплексы позволяют:

- моделировать гидравлические режимы и процессы коррозии/эрозии в однофазных и многофазных трубопроводах;

- интегрировать информацию по результатам моделирования и сведения по обследованию и пропуску средств диагностики;
- определить критичные с точки зрения безопасности участки для предотвращения коррозионного разрушения;
- оценить риски разрушения трубопровода и определить критические пределы эксплуатации из-за имеющихся внутренних дефектов;
- работать в пределах приемлемых запасов прочности и оптимизированных затрат на эксплуатацию в течение срока жизни трубопровода.

Программный продукт CorPos-AD позволяет осуществлять оценку и контроль уровня безопасности, интегрируя моделирование и результаты мониторинга/инспекций технического состояния объекта [16]. CorPos-AD использует наиболее современные технологии моделирования целостности и мониторинга, сочетая их с оптимизированной процедурой управления данными. Он включает в себя следующие функции:

- моделирование расхода в комплексных многофазных трубопроводах;
- усовершенствованные принципы моделирования коррозии/эрозии;
- интеграция информации системы моделирования и данных проверки/наблюдений;
- определение критичных с точки зрения безопасности участков на трубо-



Рис. 5. Состояние системы

проводе для предотвращения коррозионного разрушения;

- оценка аварийных ситуаций и определение критических пределов в связи с имеющимися внутренними дефектами. Основным преимуществом этой методики является сочетание рационального подхода к моделированию и сопоставление его с любой другой информацией, полученной в результате проверки/наблюдений за состоянием конкретных участков трубопровода. Методика построена на широко известных принципах моделирования многофазного расхода, расчете уровня pH, коррозии под воздействием CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S и анализа рисков. Данная методика допускает использование

в условиях ограниченных исходных данных.

Методика построена на современной модели многофазного потока, в которую входят модули водной фазы, pH и химического состава воды. Модуль многофазного потока построен на базе системы моделирования OLGAS 2000 и предоставляет данные о распределении температуры, давления, скорости каждой фазы, времени выдерживания фаз, касательных напряжениях и режимах расхода.

Модель расчета коррозии в трубопроводе CorPos-AD построена на базе результатов экспериментальных и полевых наблюдений десятилетней научно-исследовательской програм-

Таблица 2. Матрица инспекций на основе RBI

Риск аварии/отказа				Результаты по сроку службы				
				> 15 лет	10–15 лет	от 5 до 10 лет	от 1 до 5 лет	< 1 года
Последствия аварии/отказа				Возможность аварии				
Люди	Окружающая среда	Репутация	Суммарный риск					
Легкая травма	Легкое воздействие	Легкий эффект	Незначительный					
Минимальная травма	Минимальный эффект	Минимальный эффект	Низкий					
Тяжелая травма	Локальное воздействие	Локальный эффект	Средний					
Единичный смертельный случай	Обширное воздействие	Обширный эффект	Высокий					
Массовая гибель	Массовый эффект	Массовый эффект	Значительный					

**Примечание:** данная таблица включает критерии допустимости рисков: высокий – неприемлемые риски, т.е. для достижения приемлемого уровня риска необходимо внедрить меры безопасности (в целях снижения предполагаемой частоты возникновения и/или уменьшения тяжести последствий), при этом проект не может считаться осуществимым без успешного внедрения мер безопасности; низкий – широко приемлемые риски, когда дополнительных шагов не требуется. Область между ними – минимальная практически на приемлемом уровне риска (принцип МППУР) или область допустимости, т.е. когда необходимо максимально снизить риск, если стоимость внедрения соразмерна эффекту от возможных мер безопасности.

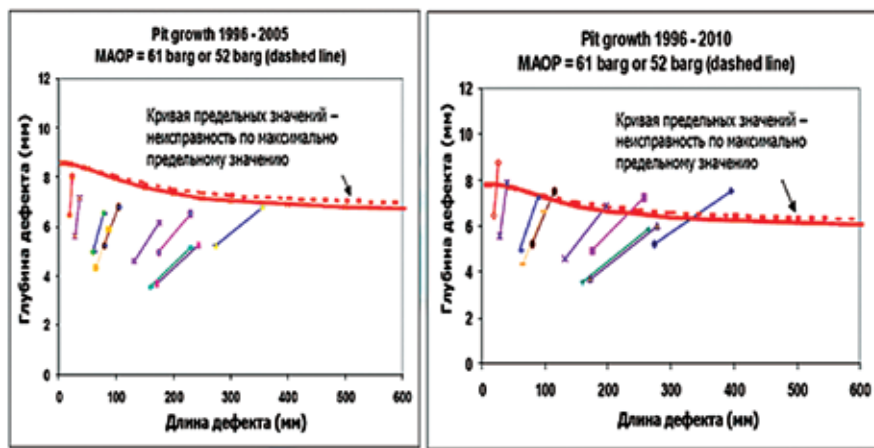


Рис. 6. Данные анализа по CorPos-AD, совмещенные с данными внутритрубной дефектоскопии



Рис. 7. CorPos-AD в онлайн SCADA-варианте

мы, которая проводилась в Норвегии. Модель CorPos-AD стала одной из нескольких моделей расчета коррозии, которые были включены в совместный отраслевой проект Института энергетических технологий Норвегии. CorPos-AD позволяет эффективно сочетать данные проверок и наблюдений с методикой построения прогноза, используемой в представленной модели. Это позволяет уточнить распределение коррозии, а также составить точный прогноз на период будущей эксплуатации трубопровода. В итоге оператор получит ценную информацию о трубопроводе с указанием динамики изменения характеристик в будущем и безопасности эксплуатации. На рисунке 6 представлен анализ, совмещенный с данными внутритрубной дефектоскопии, где отражены наиболее значимые данные о точечной коррозии (собранные после прохода диагностического скребка) и характеристики роста коррозионных дефектов, полученные при

моделировании CorPos-AD. Нижние точки прямых линий показывают 10 наиболее серьезных дефектов, обнаруженных диагностическим скребком. Прямые линии показывают прогноз развития (увеличения) этих дефектов в последующие годы. Для составления прогноза модель использует данные о темпах развития коррозии в местах с выявленными дефектами, полученные в результате моделирования/наблюдений. Сплошная линия является кривой прочности, построенной при значении вероятности выхода из строя в 0,001. Как только линия увеличения дефекта касается кривой прочности, появляется высокая вероятность выхода из строя. Схема системы управления данными CorPos-AD представлена на рисунке в варианте онлайн, при котором данные наблюдений за коррозией поступают в режиме реального времени через интерфейс SCADA (система контроля и сбора данных (Supervisory Control and Data Acquisition) (рис. 7). Также возможно

использование системы в онлайн-режиме, при котором данные наблюдений загружаются оператором вручную в установленные сроки (ежемесячно). Обнаруженные в ходе диагностической проверки скребком сведения вручную загружаются в систему для последующего анализа и оценки степени риска. В целях оптимизации стоимости, снижения сроков и объемов ремонтных работ, связанных с заменой труб, предлагается следующая стратегия технического обслуживания и ремонта морских трубопроводов:

- разработать типовые сценарии развития аварии применительно к характерным особенностям (глубины, течения и др.) морских трубопроводов. Понимание механизмов отказа трубопроводов позволяет определить соответствующие виды проверок, технику обслуживания и ремонта;
  - классифицировать последствия аварии по воздействию на четыре категории: безопасность персонала; воздействие на окружающую среду; материальные потери и снижение активов; влияние на репутацию компании;
  - разработать планы проверок и инспекции. Прогнозирование изменений в сценариях развития аварии, степени износа трубопроводов позволяет сформировать предупредительный подход к управлению целостностью трубопроводов.
  - определить состояние и идентифицировать компоненты, которые требуют немедленного ремонта или замены. Для сертифицированных (застрахованных) морских трубопроводов отдельные ремонтные работы классифицируются как:
    - плановый ремонт, который требует утверждения страховой компанией до начала работ;
    - аварийный ремонт, который может начинаться немедленно.
- По объемам работ ремонты подразделяются на:
- мелкий, не требующий согласования со страховой компанией;
  - капитальный, требующий согласования со страховой компанией.
- Отмеченное выше существенно влияет на выбор подрядчика и на стоимость производимых им работ. Все ремонтные работы должны документироваться. К методам ремонта морских трубопроводов, определенным международными нормами, относятся:



## ЭкстраСЕММЕНТ™

Уникальный и единственный в России широкий монолитный сегмент из экструзионного пенополистирола «Экстрол», предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 мм до 1420 мм при подземной и надземной прокладке в сезоннопромерзающих и вечномерзлых грунтах. Рабочий диапазон температур для изделий из материала «Экстрол» от  $-63^{\circ}\text{C}$  до  $+75^{\circ}\text{C}$ . Долговечность материала составляет более 50 лет\*.



### В 2 раза:

- ✓ сокращаются сроки монтажа
- ✓ снижаются трудозатраты
- ✓ улучшается теплоизоляционный эффект
- ✓ увеличивается срок службы



- замена поврежденной секции трубопровода врезкой катушки или установкой муфты;
  - установка хомутов различных конструкций;
  - для незначительных дефектов поверхности может применяться шлифование;
  - допускается ремонт трещин сваркой, если известна причина возникновения трещин;
  - уменьшение толщины стенок труб, обнаруженных при эксплуатации, должно оцениваться на соответствие принятым нормам. Может потребоваться понижение рабочего давления для проведения ремонта.
- Применяемые технологии ремонта сложные и разнообразные, они требуют использования специальных технических средств. Например, ремонт с подъемом трубопровода на судно обладает определенными преимуществами, но он может использоваться на малых глубинах, возникают затруднения при обратном опускании трубопровода. Разработаны системы дистанционного ремонта подводных трубопроводов, имеющих оборудование для вскрытия грунта, резки, удаления и замены поврежденного участка.

## ЛИТЕРАТУРА:

1. СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101). Морской стандарт DNV-OS-F101. Подводные трубопроводные системы. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 453 с.
2. ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. – М.: Стандартиформ, 2012. – 274 с.
3. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. – Høvik: Det Norske Veritas, January 2000.
4. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. – М.: ОАО «Газпром», 1998. – 16 с.
5. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
6. ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. – The American society of mechanical engineers, 2004.
7. ISO 13623. Petroleum and natural gas industries - pipeline transportation systems. – 2001.
8. British Standard. BS 8010: Code of Practice for Pipelines. Part 3: Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation.
9. Germanischer Lloyd. Rules for Classification and Construction. – III. – Offshore

- Technology. Part 4: Subsea Pipelines and Risers.
10. API RP 1111. Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines. 3rd Edition. – Washington: American Petroleum Institute, July 1999. – 45 p.
  11. API 5L. Specification for Line Pipe.
  12. ISO 3183-3. Line pipe standard. 1999.
  13. Серебряков А.М. Геоинформационные средства анализа и разрешения нештатных ситуаций при строительстве морских трубопроводов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.35. – СПб., 2010. – 32 с.
  14. PARLOC 2001: The update of loss of containment data for offshore pipelines. 5th Edition. – London: Energy Institute, July 2003. – 162 p.
  15. ISO 16708:2006. Нефтяная и газовая промышленность. Системы трубопроводного транспорта. Методы расчета надежности по предельному состоянию. – М.: Стандартиформ, 2008. – 67 с.
  16. Сотберг Т. Выбор стратегии противокоррозионной защиты морских объектов с применением средств моделирования и мониторинга / Т. Сотберг, Г.А. Бауге, С. Виген, Д.Н. Запелов // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2009. – № 3. – С. 46–49.

### Transport and storage of oil and gas

#### Problems of reliability and repair of buried subsea pipelines for oil and gas transport at continental shelf development

M.N. Mansurov, doctor of technical science, professor, the director, e-mail: M\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru;

T.I. Lapteva, candidate of technical science, leading scientific associate «Oil and gas offshore fields», e-mail: T\_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru, Gazprom VNIIGAZ LLC

**Key factors at marine pipelines design are requirements on reliability assurance. Two concepts are possible at their operation: when the risk of failure of their linear part is not considered and when the risk of failure of linear pipeline portions is not considered and when patrol of their internal states is annually carried out. For the certificated marine pipelines separate repair works are classified as planned and emergency, and there are very many difficult and their various technologies.**

**Keywords:** computer simulation modeling, pipelines damage, pipelines integrity, risk analysis, scheduled and emergency repair.

#### References:

1. STO Gazprom 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101). Morskoi standart (Marine standard) DNV-OS-F101. Podvodnye truboprovodnye sistemy (Submarine pipeline systems). – М.: IRC Gazprom, 2006. – 453 p.
2. GOST P 54382-2011. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Podvodnye truboprovodnye sistemy. Obschie tekhnicheskie trebovaniya (Oil and gas industry. Submarine pipeline systems. General technical requirements). – М.: Standartinform, 2012. – 274 p.
3. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. – Høvik: Det Norske Veritas, January 2000.
4. ВН 39-1.9-005-98. Normy proektirovaniya i stroitel'stva morskogo gazoprovoda (Design and construction standards of offshore gas pipeline). – М.: Gazprom JSC, 1998. – 16 p.
5. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
6. ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. – The American society of mechanical engineers, 2004.
7. ISO 13623. Petroleum and natural gas industries - pipeline transportation systems. – 2001.
8. British Standard. BS 8010: Code of Practice for Pipelines. Part 3: Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation.
9. Germanischer Lloyd. Rules for Classification and Construction. – III. – Offshore Technology. Part 4: Subsea Pipelines and Risers.
10. API RP 1111. Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines. 3rd Edition. – Washington: American Petroleum Institute, July 1999. – 45 p.
11. API 5L. Specification for Line Pipe.
12. ISO 3183-3. Line pipe standard. 1999.
13. Serebryakov A.M. Geoinformatsionnye sredstva analiza i razresheniya neshtatnykh situatsiy pri stroitel'stve morskikh truboprovodov (Geoinformation means for analysis and emergency situations solutions in the period of offshore pipelines construction): The author's abstract of candidate of science: 25.00.35. – Saint Petersburg., 2010. – 32 p.
14. PARLOC 2001: The update of loss of containment data for offshore pipelines. 5th Edition. – London: Energy Institute, July 2003. – 162 p.
15. ISO 16708:2006. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Sistemy truboprovodnogo transporta. Metody rascheta nadezhnosti po predel'nomu sostoyaniyu (Oil and gas industry. Pipeline transport systems. Reliability calculating methods according to limit condition). – М.: Standartinform, 2008. – 67 p.
16. Sotberg T. Vybora strategii protivokorroziionnoi zashchity morskikh ob'ektov s primeneniem sredstv modelirovaniya i monitoringa (Selection of marine objects corrosion protection strategy using modeling and monitoring means) / T. Sotberg, G.A. Baughe, S. Vigen, D.N. Zapevalov // Corrosion of NEFTEGAZ territory. – 2009. – No 3 – p. 46-49.