

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ ПОДВОДНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Буусугу У.Д. Email: Boussougou656@scientifictext.ru

Буусугу Ульрих Дави – аспирант,
кафедра геотехнологий и строительства подземных сооружений,
Тульский государственный университет, г. Тула

Аннотация: в статье рассматриваются и анализируются подводные системы контроля за состоянием морских трубопроводов. Интенсивные работы, проводимые по созданию и обслуживанию морских нефтегазовых трубопроводов, диктуют необходимость разработки средств контроля за их состоянием в процессе эксплуатации. Инспекция газопровода – неотъемлемая часть системы контроля целостности. Представлены «интеллектуальные» устройства, применяемые для внутритрубной инспекции газопровода «Северный поток». Основной контроль выполняется так называемым комбинированным «интеллектуальным» устройством, которое оснащено датчиками, выполняющими различные функции контроля механической целостности газопровода. Изучаются особенности эксплуатации, трудности конструирования необитаемых подводных аппаратов для внешней инспекции. **Ключевые слова:** морской трубопровод, инспекция трубопровода, внутритрубная диагностика, неразрушающий контроль, необитаемые подводные аппараты.

PROBLEMS OF CREATING UNDERWATER MONITORING SYSTEMS FOR THE CONDITION OF OFFSHORE PIPELINES

Boussougou U.D.

Boussougou Ulrich Davy - Postgraduate,
GEOTECHNOLOGY AND CONSTRUCTION OF UNDERGROUND STRUCTURES DEPARTMENT,
TULA STATE UNIVERSITY, TULA

Abstract: underwater monitoring systems for the state of offshore pipelines are reviewed and analyzed in the article. Intensive work carried out on the creation and maintenance of offshore oil and gas pipelines, dictate the need to develop means of monitoring their condition during operation. Gas pipeline inspection is an integral part of the integrity monitoring system. The “smart” devices used for the Nord Stream gas pipeline inspection are presented. The features of operation, the difficulties of constructing uninhabited underwater vehicles for external inspection are being studied.

Keywords: offshore pipeline, pipeline inspection, in-line diagnostics, non-destructive testing, uninhabited underwater vehicles.

УДК 626.021

В последние десятилетия большое внимание уделяется строительству морских трубопроводов. В мире эксплуатируются тысячи километров подводных нефтегазопроводов, которые нередко пролегают в сложных с географической точки зрения условиях, например, в Северном, Балтийском и Средиземном морях, у берегов Западной Африки, Южной Америки, в Мексиканском заливе и Чёрном море. В результате совершенствования технологии строительства подводные трубопроводы сегодня являются одним из самых безопасных и эффективных способов транспортировки углеводородов, в том числе сжатого природного газа.

За рубежом установлено достаточно жесткое регулирование эксплуатации морских трубопроводов. Основные документы из числа общепризнанных международных стандартов (изданных в США, Великобритании, Норвегии, Нидерландах и т.д.), указаны в таблице [7, 8, 11-16].

Таблица 1. Стандарты для морских трубопроводов

Международные документы	Документ ЕЭК ООН «Руководящие принципы и надлежащая практика обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов»
	ИСО 13623-2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы транспортировки по трубопроводам»
	ИСО 5623 Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки (ISO 5623 Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems)
	ISO 21809 Наружные покрытия для заглубленных или подводных трубопроводов, используемых в трубопроводных транспортных системах
	ИСО 12944-6 Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем
	ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные системы. Общие

	технические требования. (DNV-OS-F101-2011. Oil and Gas Industry. Submarine pipeline systems. General requirements)
	ASME B31.4-2006 Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей
	ASME B31.4-2003 Системы трубопроводов газа и газораспределения
	CAN-Z183-M86 Системы нефтегазопроводов
Внутриведомственные документы	ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода
	Концепция технического регулирования в ОАО «Газпром» (утверждена ОАО «Газпром» от 17 сентября 2009 г. №302)
	СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы (утв. Приказом ОАО «Газпром» от 30.01.2006)
	СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Стандарт организации. Правила эксплуатации магистральных газопроводов (утв. И введен в действие Приказом ОАО «Газпром» от 24.05.2010 №50)
	«Положение о независимом техническом надзоре и контроле качества строительства объектов газотранспортной системы «Ямал-Европа»
	СТО ГАЗПРОМ 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы (утв. Приказом ОАО «Газпром» от 30.01. 2006)

При эксплуатации морских трубопроводов, несмотря на принимаемые меры безопасности, имеются реальные угрозы их повреждения или нарушения работоспособности. К этим угрозам следует отнести дефекты трубопровода, нештатные технологические процессы и режимы, техногенные опасности, процессы и явления в геологической среде, природно-климатические и геологические факторы, действия третьих лиц, научная, промышленная, военная деятельность в районах размещения подводных трубопроводов и другие причины.



Рис. 1. Вид трубопровода на дне моря

Интенсивные работы, проводимые по созданию и обслуживанию морских нефтегазовых трубопроводов, диктуют необходимость разработки средств контроля за их состоянием в процессе эксплуатации. Из всех проблем, связанных с эксплуатацией нефтегазовых трубопроводов, наиболее серьезной является их аварийность. На ликвидацию последствий аварий трубопроводов, проложенных в земле, расходуется миллионы долларов в год. Борьба с авариями трубопроводов, проложенных в морских акваториях, значительно сложнее и дороже.

В связи с этим остро встает проблема обеспечения безопасной эксплуатации подводных трубопроводных систем. Данные проблемы возникают и при обслуживании морских кабелей связи и морских кабелей связи и морских униполярных передач постоянного тока (УППТ). Для этих целей используют специализированные суда и подводные аппараты (ПА), которые выполняют обследование трубопроводов и кабелей не реже одного-двух раз в год.

Инспекция газопровода – неотъемлемая часть системы контроля целостности. Составной частью технического обслуживания газопровода является внешний визуальный осмотр с помощью дистанционно управляемого аппарата (ROV), спускаемого с судна. ROV оборудованы датчиками и камерами для передачи изображения со дна на исследовательское судно и устройствами для инструментальной проверки труб [1].

Определяемые при обследовании параметры подводного трубопровода [11]:

1. Отклонения геометрии трубы (гофры, вмятины, выпуклости, радиусы поворотов);
2. Фактическое пространственное положение подводного трубопровода/перехода;
3. Наличие оголенных участков трубы;
4. Внутренний профиль трубы;
5. Толщина стенки трубы и коррозионные повреждения;
6. Изображение внутренней поверхности трубы.

Механическая целостность газопровода подтверждается с помощью внутренней инспекции. Для проведения внутренней инспекции используются «интеллектуальные» поршни (PIG - Pipeline Inspection Gauge), которые запускаются в трубопровод и перемещаются с потоком транспортируемого флюида [1]. Оборудование, которым оснащены поршни, способны выявлять малейшие изменения в состоянии трубопровода, подтверждать отсутствие механических повреждений и коррозии, а также определять географические координаты для проверки смещения газопровода относительно проектного и первоначального положения.

Представим пример поршня, применяемого для газопровода «Северный поток». Все применяемые для внутренней инспекции поршни произведены компанией ROSEN Group специально для газопровода «Северный поток» [3]. Для подтверждения функциональности и технических характеристик устройства прошли испытания в тестовом трубопроводе с неровностями на металлических стенках труб и в бетонном покрытии, а также пневматические испытания.

В ходе инспекции используются три разных устройства: калибровочное, очистное и диагностическое. Они выявляют места потенциального возникновения коррозии и износа металла, а также измеряют изгибы газопровода с помощью встроенного инерциального измерительного модуля.

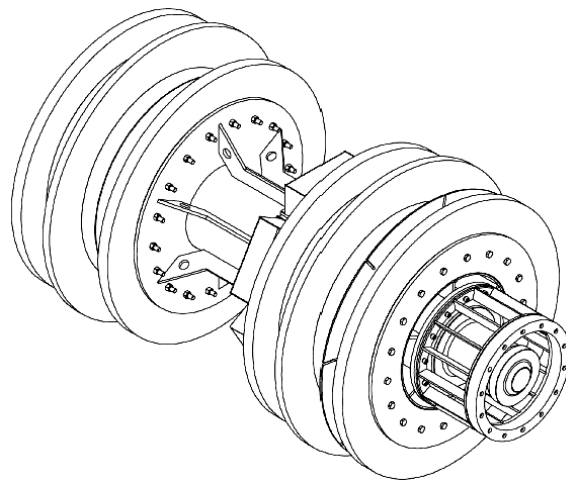


Рис. 2. Калибровочный поршень с пластиной для труб диаметром 48 дюймов

Основной контроль выполняется так называемым комбинированным «интеллектуальным» устройством, которое оснащено датчиками, выполняющими различные функции контроля механической целостности газопровода. Устройство непрерывно измеряет пройденное расстояние при помощи встроенных колесиков, что позволяет сопоставить проводимые измерения с конкретной точкой газопровода. При этом устройство лучше всего функционирует при скорости перемещения порядка 1,5 м/с, активная система контроля измеряет скорость и управляет байпасом, который замедляет скорость движения поршня. Масса устройства составляет 7,3 т, а длина – 6,6 м [3, 6]. Поршень оснащен аккумулятором и запоминающим устройством большой емкости, который записывает данные для последующего анализа.

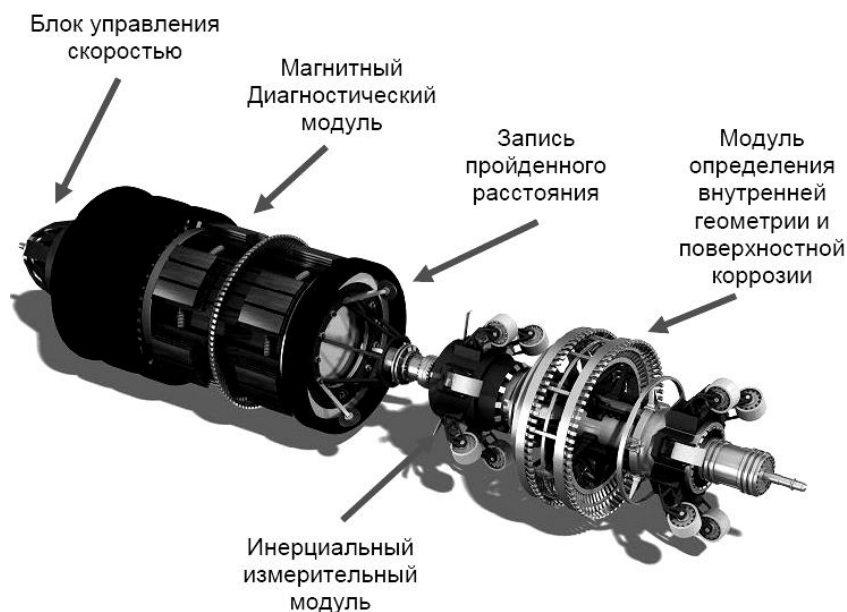


Рис. 3. Диагностическое устройство высокого разрешения

направление движения устройства

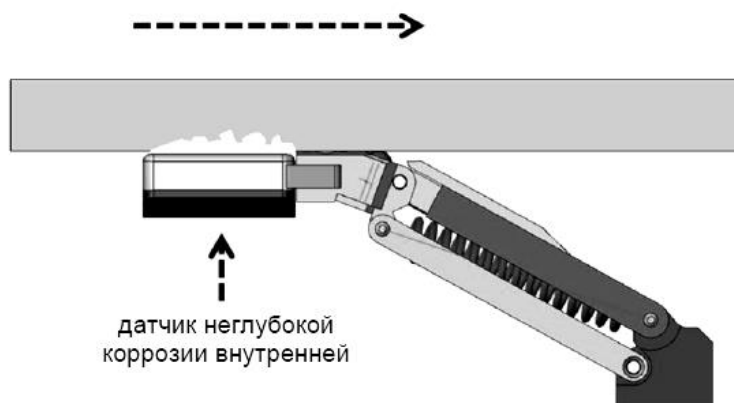


Рис. 4. Конструкция датчика поверхностной коррозии внутренней стенки

Модуль определения внутренней геометрии выявляет и характеризует любые отклонения от исходной формы трубы, даже если они составляют менее миллиметра. Устройство используется для обнаружения изменений внутреннего диаметра, овальности и углублений, а также фиксирует их положение.

Датчик поверхностной коррозии внутренней стенки – бесконтактный датчик, сканирующий поверхность труб на наличие участков с потерей металла. Небольшие дефекты на внутренней поверхности труб приводят к изменению расстояния между датчиком и трубой, которое измеряется датчиком.

Магнитный диагностический модуль позволяет обнаружить потери металла или коррозию стенки стальной трубы за счет создания сильного магнитного поля, которое намагничивает стенку трубы, а электромагнитный датчик фиксирует изменения в создаваемом сталью трубы вторичном магнитном поле.

Для контроля геометрии газопровода используется инерциальный навигационный модуль, работающий на основе измерения усилия на внутреннем гироскопическом датчике, возникающего при его перемещении по кривой внутри трубопровода. В случае изменения геометрии применяют меры по стабилизации трубопровода (например, назначают засыпку гравием для предотвращения сдвига трубы).

Кроме внутренних диагностических устройств в настоящее время в мировой нефтегазовой промышленности используется более 500 необитаемых подводных аппаратов (НПА) 30 различных типов [5].

При обнаружении участков трубы, имеющих видимые повреждения, их детальное обследование проводят с помощью рабочего НПА или водолазов. После выявления тех или иных неисправностей в состоянии подводного сооружения выполняется необходимый ремонт.

При инспектировании НПА способны решать следующие задачи: прослеживание трубопровода или кабеля, уточнение их местоположения, оценка состояния, обнаружение повреждений и точек утечки, выявление других нештатных ситуаций. Для решения этих задач НПА требуют оснащения системой технического зрения (СТЗ), включающей видеосистему, гидролокаторы фронтального и бокового обзора, акустический профилограф, магнитометрические и электромагнитные датчики. На основе получаемой информации СТЗ выделяет трубопровод или кабель и формирует систему управляющих действий для движения вдоль трубопровода (или кабеля). При необходимости на НПА устанавливаются датчики для определения концентрации примесей в морской воде и датчики контроля параметров среды, изменяющихся при утечках нефти или газа.

Бортовая система управления НПА должна обеспечивать качество управления по курсу, скорости, глубине и высоте над грунтом, необходимое для решения поставленной задачи. По современным требованиям, комплексная навигационная система НПА должна обеспечивать выход к заданному участку трубопровода и уточнять местоположение объекта с точностью не менее 5 м [9, 11, 12].

В целом использование необитаемых подводных аппаратов для строительства и эксплуатации подводных трубопроводов создает следующие преимущества:

- практически неограниченная глубина погружения и время использования;
- оперативность погружения и всплытия;
- относительно невысокая стоимость;
- портативность и простота в работе;
- снижение требований к судну-носителю;
- малая чувствительность к изменению окружающих условий;
- сохранение работоспособности при изменении позиции судна;
- повышение безопасности работы и здоровья акванавтов [9, 10].

Принципиальными недостатками НПА при работе на подводных трубопроводах являются следующие факторы:

- возможность запутывания кабеля;
- тормозящее действие кабеля при движении НПА;
- трудности управления при экранировании радиоволн элементами конструкций;
- невозможность работы при отсутствии видимости;
- ограничение работы в прибойной зоне, при выводе трубопровода на берег;
- недостаточная согласованность судна и аппарата;
- относительно невысокое качество ремонтных работ [9, 10].

Основные сложности применения НПА для инспекции трубопроводов связаны с предварительной подготовкой поверхности трубы. Современные стандарты предусматривают весьма высокую степень ее зачистки, и ранее эти работы выполнялись только водолазами. Используемые с этой целью НПА должны решать следующие технологические задачи: добираться до сварного шва; закрепляться на участке обработки; ориентироваться и повторно выходить в заданную точку; обеспечивать заданную степень очистки. Следовательно, возникают высокие требования к характеристикам манипуляторов, надежности НПА, тренированности оператора.

Принципиальные трудности в конструировании автономных НПА связаны с ограниченной емкостью бортовых источников энергии и проблемами управления по акустическим каналам связи из-за малой полосы частот и значительных временных задержек.

Основные трудности при обследовании морских трубопроводов и кабелей с помощью подводных аппаратов связаны с тем, что на мелководных участках они заглубляются в морской грунт. Это обусловлено необходимостью обеспечения защиты трубопроводов и кабелей от случайного повреждения якорными системами судов или орудиями лова. И в ряде случаев гидроакустические средства оказываются малоэффективными. В связи с этим для обнаружения и отслеживания протяженных электропроводящих систем используются методы, основанные на измерении параметров электромагнитных полей (ЭМП).

Электромагнитные методы позволяют:

- определять координаты и вертикальное профилирование трассы трубопровода или кабеля относительно уровня морского дна;
- создать автоматическую систему отслеживания трассы подводного трубопровода или кабеля;
- дистанционно определять нарушения изоляционных покрытий трубопроводов и кабелей [2].

Обратимся к международной практике. Одним из самых перспективных направлений является развитие автономных подводных аппаратов длительного действия (autonomous underwater vehicles - AUV), это транспортное средство работает без привязки к поверхности, и оно содержит достаточно оборудования для замены ROV.

Основная цель этой программы - разработать AUV, который будет акустически и визуально проверять подводные трубопроводы и любые ухудшения, влияющие на морской пол (скольжение или смещение, на котором они лежат) [4].

Этот технологический скачок имеет значительные преимущества, как финансовые, так и технологические:

- более низкие затраты: поскольку AUV сможет проводить проверку в четыре раза быстрее, чем ROV;
- больший контроль за безопасностью;
- более эффективные проверки: благодаря транспортному средству, которое имеет более подходящую форму для одновременного переноса всех необходимых датчиков, чем ROV [4].

AUV уже используются для инспекции трубопроводов в Северном море. Их проблема заключается в том, что срок службы батареи по-прежнему измеряется в часах. Многочисленные разработки были выполнены различными океанографическими организациями для разработки солнечных и волновых приводов AUV.

Его многолучевой эхолот обеспечит трехмерные изображения трубопровода и морского дна. Подводный лазерный сканер обнаруживает любые деформации, трещины или свободные пролеты. Ряд акустических, снифферных и флуориметрических датчиков обнаруживают любые утечки углеводородов. Еще одно новшество: бесконтактный датчик, который измеряет электрический потенциал, используется для контроля катодной защиты трубопроводов от коррозии [4].

Для успешного поддержания целостности подводного трубопровода Северного моря могут потребоваться радикальные меры, вот один из возможных примеров. Среднесрочная цель - развитие интеллектуальных трубопроводов. Такие трубопроводы используют встроенную волоконную оптику и другие датчики, встроенные в структуру трубопровода, и могут предоставлять информацию в реальном времени о давлении и температуре трубопровода. В настоящее время над этим работают несколько организаций.

Современные интеллектуальные системы контроля подводных трубопроводов используют различные методы неразрушающего контроля для проверки трубопроводов для различных потенциальных недостатков и дефектов. Основная проблема создания подводных систем контроля связана с оптимизацией, особенно когда идет речь о продвижении будущих разработок в ультра-глубокие оффшорные и очень отдаленные районы.

Список литературы / References

1. Агеев М.Д., Киселев Л.В., Матвиенко Ю.В. и др. Автономные подводные работы. Системы и технологии / Под. общ. ред. М.Д. Агеева. М.: Наука, 2005. 398 с.
2. Ивлиев Е.А. Магнитные поля в морской среде: Учеб. пособие. СПб.: СПбГМТУ, 2008. 135 с.
3. Лушников Д.Л. «Голубой поток» - газопровод в Черном море// Подводные технологии и мир океана. 2005. № 1. С.46-50
4. Daniel Byrd Deep Offshore. An AUV to Inspect Pipelines. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ep.total.com/en/areas/deep-offshore/auv-optimize-pipeline-inspections/> (дата обращения: 29.01.2019).
5. Kevin Donald Survey Operations – Pipeline Inspection [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.ths.org.uk/documents/ths.org.uk/downloads/hydrofest_2012_\(6\)_pipeline_inspection.pdf/](https://www.ths.org.uk/documents/ths.org.uk/downloads/hydrofest_2012_(6)_pipeline_inspection.pdf/) (дата обращения: 29.01.2019).
6. Энергия для Европы. Проект Nord Stream: 2005-1012 // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/proekt/gazoprovod-severnyi-potok/> (дата обращения: 29.01.2019).
7. СТО Газпром 2-3.7-050-2006. Морской стандарт DNV-OS-F101. Подводные Трубопроводные Системы. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006.
8. НД No 2-020301-001 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. – СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2009.
9. Бородавкин П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 2. Технология строительства. М.: Недра, 2007.
10. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. М.: Недра, 1982.
11. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.
12. РД 51-3-96 Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды.
13. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Стандарт организации. Правила эксплуатации магистральных газопроводов (утв. и введен в действие Приказом ОАО «Газпром» от 24.05.2010 № 50).
14. API - 1111 Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских трубопроводов для углеводородов, Практические рекомендации. 1993 (стандарт США).

15. Det Norske Veritas (DNV) Правила для подводных трубопроводных систем, 1996 г. (стандарт Норвегии).
16. BS 8010. Практическое руководство для проектирования, строительства и укладки трубопроводов. Подводные трубопроводы. Части 1, 2 и 3, 1993 г. (Британский стандарт).