



Society of Petroleum Engineers

## SPE-196952-RU

### Бесконтактные системы мониторинга морских добывающих платформ

Николай Еремин, Институт проблем нефти и газа РАН, ИПНГ РАН; Линар Хуснутдинов а также Руслан Юсипов, ООО НТЦ «Транскор-К»

Авторское право 2019 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22-24 октября, 2019, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Доклад подготовлен по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академий наук на 2013 - 2020 годы. Раздел 9 «Науки о Земле»; направления фундаментальных исследований: 131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья», в рамках государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3.

### Резюме

В докладе описывается бесконтактная система мониторинга технического состояния морских нефтедобывающих платформ. Для технологической обвязки кессонов морских платформ требуется создание системы мониторинга. Предложена система мониторинга с целью снижения риска эксплуатации добывающих платформ с кессонами. Описан комплекс оборудования для системы мониторинга технического состояния платформы. Система мониторинга основана на использовании метода магнитной томографии. Метод магнитной томографии позволяет проводить контроль технического состояния обвязки кессонов морских нефтедобывающих платформ без нарушения технологического режима.

### Введение

Периодическое обслуживание технологической обвязки кессона необходимо для сохранения его надежности. Обслуживание обвязки кессона должно базироваться на его реальном техническом состоянии согласно методологии RBI (Risk Based Inspections). Методология RBI — это система контроля технического состояния, в которой периодичность мониторинга задается по результатам анализа риска эксплуатации кессона. Обычно контроль состояния технологической обвязки выполняется в ручном режиме при полном опорожнении кессона. При постоянном сливе и наливе нефти происходит циклическое нагружение технологической обвязки кессона. Циклические нагрузки способствуют ускоренному развитию скрытых дефектов. Развитие дефектов может привести к отказу оборудования кессона. Предотвратить подобные ситуации призваны системы мониторинга кессона.

Снижение риска аварий на технологической обвязке трубопроводов достигается путем своевременного выявления и устранения основных причин аварийности: заводских дефектов металла; дефектов сварочно-монтажных работ при строительстве трубопровода; дефектов металла,

возникших в процессе эксплуатации при воздействии природных факторов (коррозионное растрескивание под напряжением, водородное охрупчивание) (4, 6, 9, 11, 13, 15, 17). Одним из перспективных направлений технического диагностирования трубопроводов является бесконтактная магнитометрия для анализа степени концентрации механических напряжений и мониторинга локальных концентраторов в условиях эксплуатации. С этой точки зрения весьма перспективен метод магнитной томографии, который базируется на эффекте Виллари и даёт возможность наблюдать развитие дефекта как концентратора напряжений вплоть до количественных показателей появления риска перехода в предельное состояние. Система мониторинга позволяет оперативно реагировать на возможные нештатные ситуации и предотвращать отказы ещё на этапе зарождения рисков (5, 7, 8, 10, 12, 14, 16, 18).

Нефтяные месторождения шельфа занимают все больший объем в структуре нефтедобычи и проникают все глубже в открытое море. Прибрежные месторождения продолжают находиться на расположенной под водой части материка в зону шельфа. Его границами служат берег и так называемая бровка - четко выраженный уступ, за которым глубина стремительно возрастает. Наряду со сложным строением эти сооружения эксплуатируются в весьма агрессивных условиях, включающих ветровые, волновые, ледовые нагрузки, циклический ритм работы, воздействие различных агрессивных агентов, в том числе коррозионно-механического характера. Подобные условия обуславливают высокую актуальность проблемы мониторинга технического состояния морских сооружений.

Основные виды морских нефтяных платформ подразделяются на следующие:

- морские плавучие буровые установки – это суда, способные производить буровые работы и осуществлять добычу ресурсов. Они, в свою очередь, подразделяются на самоподъемные, полупогружные, погружные, плавучие буровые установки на натяжных связях, буровое судно и буровая баржа;
- морские стационарные платформы – это морские нефтегазопромысловые сооружения, состоящие из верхнего строения и опорного основания, зафиксированного на грунте. Морские стационарные платформы подразделяются на гравитационные, свайные и мачтовые. В составе морских стационарных платформ имеются конструкционные острова – кессоны. Кессон – мелководная платформа на сплошном металлическом основании.
- морские нефтегазовые сооружения – это сооружения, которые осуществляют процессы по добыче, транспортировке, хранению и переработке нефти и газа с месторождений (1).

Освоение крупнейшего месторождения Прудо-Бей (США) на арктическом шельфе Аляски потребовало разработки специальных стационарных платформ, выдерживающих ледовую нагрузку, таких как большие кессонные платформы. Примерами кессонных ледостойких платформ являются платформы «Приразломная» в Печорском море (19, 20) и Molikraç, она же «Пильтун-Астохская-А» на шельфе острова Сахалин. Эти платформы содержат нижнюю часть, состоящую из нескольких секций. Каждая секция представляет собой кессон, заполненный нефтью. Кессонная часть платформы, служит балластом, который прижимает дно платформы к поверхности морского дна.

Общий вид платформы представлен на рис. 1, а детали строения – на рис. 2. Платформа может собирать и хранить большое количество нефти, собирая её со скважин на различной глубине и удалённости от неё. Кессон представляет собой основание, служащее опорой для промежуточной палубы и верхнего строения, включающего в себя оборудование и комплексы для хранения нефти.

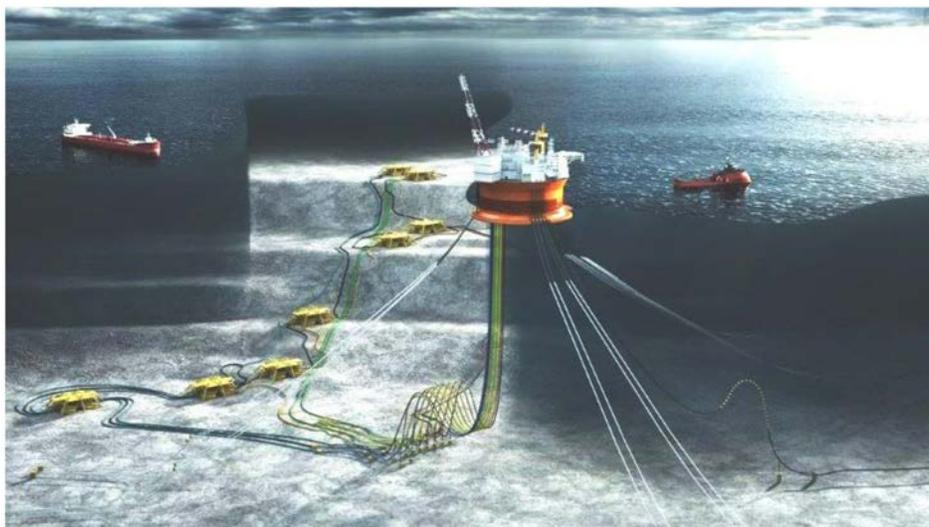


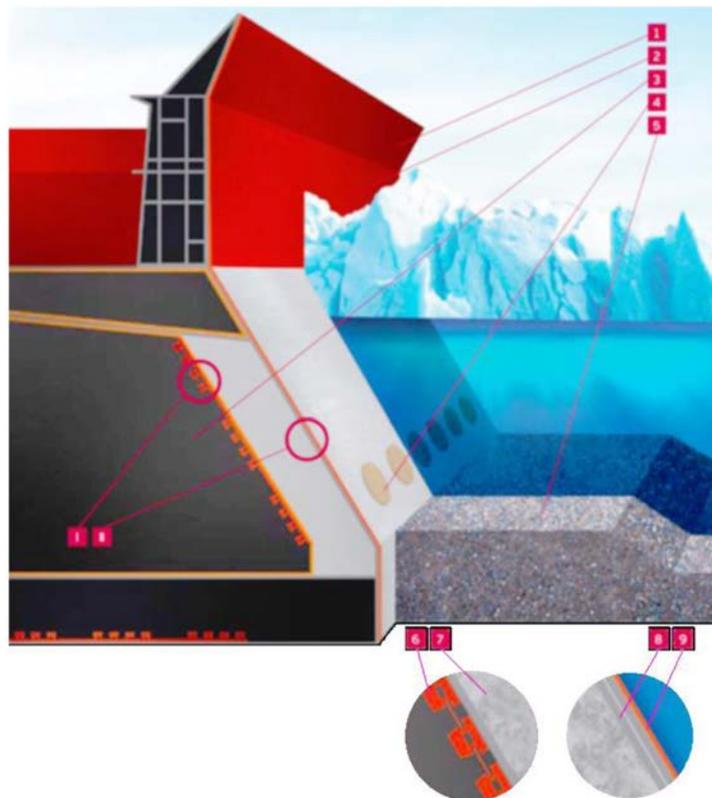
Рис. 1—Общий вид платформы с сооружением для хранения нефти - кессоном.



Рис. 2—Схематическое изображение устройства платформы с кессоном, где 1- отгрузочный модуль; 2 – верхнее строение; 3 - промежуточная палуба; 4 - кессон; 5 – дополнительный модуль; 6 – вспомогательный модуль. Источник: ПАО «Газпром нефть»

Нефтяная компания ООО «Газпром нефть шельф» - дочернее общество ПАО «Газпром нефть» осуществляет в настоящее время добычу нефти на Приразломном нефтяном месторождении, расположенного в Печорском море арктического шельфа России (19, 20). По данным специалистов ООО «Газпром нефть шельф», «основание платформы (кессон) одновременно является буфером между скважиной и открытым морем. Кессон представляет собой уникальную разработку: он несет на себе основную нагрузку, и от его надежности зависит надежность всей платформы. Именно кессонная часть позволяет платформе «Приразломная» успешно противостоять суровому арктическому климату, защищать все оборудование и обеспечивать безопасную работу персонала.

Запас прочности основания платформы многократно превосходит реально существующие нагрузки». На рисунке 3 показано детальное устройство кессона в разрезе.



**Рис. 3**—Устройства кессона в разрезе: 1- волновой дефлектор, 2 - ледовый дефлектор, 3 - стойкое лакокрасочное покрытие танков хранения нефти, 4 — защита от коррозии наложенным током, 5 - слой насыпного грунта, 6 - протекторная защита от коррозии, 7- бетон толщиной 3 м, 8 - двухслойный стальной лист, 9 — плакирование нержавеющей сталью. Источник: ПАО «Газпром нефть».

На рис. 4 представлено строение обширной внутренней обвязки трубопроводов и его технологических устройств. Эти технологические элементы весьма важны в работе всей платформы, т.к. отказ любого из них может привести к сбою работы в добыче/наливе всего комплекса сооружения. Периодическое обслуживание инфраструктуры платформ с пунктом сбора и хранения нефти (кессоном) и технологической обвязки кессона необходимо для сохранения его надежности и должно базироваться на реальном техническом состоянии согласно методологии RBI (Risk Based Inspections) (14). Методология RBI — это система контроля технического состояния, в которой периодичность мониторинга задается по результатам анализа риска эксплуатации платформы. Контроль состояния технологической обвязки в настоящее время может быть выполнен только в ручном режиме при полном опорожнении кессона.

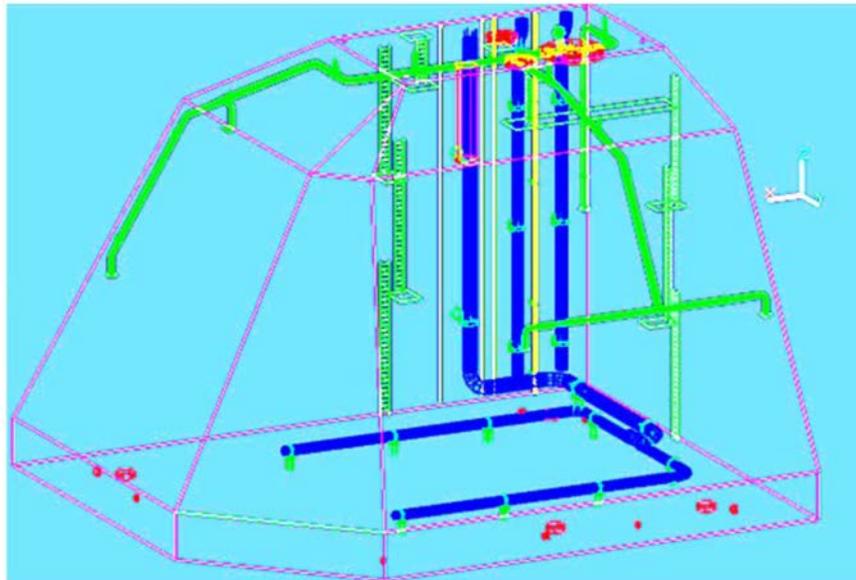


Рис. 4—3D схема кессона. Источник: ПАО «Газпром нефть».

Для проведения данных процедур эксплуатирующими организациями созданы регламенты технического обслуживания. Однако регламенты технического обследования в процессе рабочего цикла кессона исключают допуск специалистов по неразрушающему контролю на узел, вызывающий подозрения в надёжности. Ситуация при постоянном сливе и наливке нефти может существенно изменяться. Вследствие циклического нагружения — это способствует ускорению развития образовавшихся дефектов, что, в свою очередь, может привести к отказу технологической обвязки оборудования кессона и выходу его в аварийный режим или к полной остановке. В случае возникновения чрезвычайной ситуации это может повлечь серьёзные экономические и экологические последствия из-за простоя оборудования и штрафов и даже к катастрофам с человеческими жертвами. Предотвратить подобные ситуации призваны системы мониторинга технического состояния.

Традиционные методы дефектоскопии практически не обеспечивают надежного выявления усталостных явлений структуры металла в силу ничтожных геометрических размеров зародившихся дефектов. Размеры зон концентрации нагружения велики и существенно превышают размеры единичного дефекта (4). Например, магнитный коэрцитиметрический метод традиционно используется для обнаружения концентраций нагружений только в зонах с определенными конструктивными особенностями сооружения. Ряд авторов считают, что в этом не может быть никакой случайности, поскольку все конструкции строятся по одним и тем же законам и принципам теоретической механики и сопротивления материалов.

В оценке дефектности металла (т.е. в основной области применения методов неразрушающего контроля), методы дефектоскопии гарантируют высокую надежность и воспроизводимость контроля только в условиях стационарных автоматических дефектоскопических установок завода-изготовителя металлоконструкции. Эксплуатационный же контроль оборудования в массовой экспертизе выполняют ручными дефектоскопами, не обеспечивающими высокую производительность и достоверность, а также воспроизводимость, не говоря уже о возможности автоматической генерации отчетов и заполнения базы данных.

Трудоемкость подготовки металлической поверхности к контролю с применением традиционных методов ультразвуковой-дефектоскопии на действующих объектах нефтяной и газовой промышленности продиктовала значительный интерес разработчиков к магнитным методам контроля. Предлагаемая система мониторинга методом бесконтактной магнитометрии

предназначена обеспечивать контроль состояния оборудования кессона без его остановки, оповещать о появлении критической ситуации в технологическом оборудовании и автоматически предотвращать возникновение аварий. Особая актуальность этих методов связана с их точностью, большой информативностью, высокой производительностью, и, главным образом, с возможностью бесконтактного проведения контроля (5). Весьма значительно их преимущество в выявлении усталостных поражений металла.

Снижение риска аварий трубопроводов достигается путем своевременного выявления и устранения основных причин аварийности:

- заводских дефектов металла;
- дефектов сварочно-монтажных работ при строительстве трубопровода;
- дефектов металла, возникших в процессе эксплуатации при воздействии природных факторов (коррозионное растрескивание под напряжением - КРН, водородное охрупчивание, подвижки грунта и т.д.).

Одним из перспективных направлений технического диагностирования трубопроводов является бесконтактная магнитометрия для анализа степени концентрации механических напряжений и мониторинга локальных концентраторов в условиях эксплуатации. С этой точки зрения весьма перспективен метод магнитной томографии, который базируется на эффекте Виллари и даёт возможность наблюдать развитие дефекта от концентрации напряжений до появления риска перехода в предельное состояние [РД 102-008-2002]. Это позволяет оперативно реагировать на возможные нештатные ситуации и предотвращать отказы ещё на этапе зарождения рисков аварий.

Принципиальная схема работы системы мониторинга методом бесконтактной магнитометрии включает следующие этапы:

- принятия решения;
- вывода информации о техническом состоянии;
- анализа входных данных;
- сбора и передачи сигналов;
- измерения с использованием набора датчиков от 10 до 100 шт. на один блок обработки сигналов.

В случае необходимости, осуществляется монтаж датчиков в зонах аномалий для проведения постояннодействующего мониторинга состояния кессонных трубопроводов. Блоки датчиков устанавливаются на некотором удалении от дефекта или зон аномалий при помощи специализированных креплений, инертных к углеводородам и влажным средам, см. [рис. 5](#). На диспетчерском месте устанавливается система сигнализации и информирования о принятии типовых решений. Обучение бригады диспетчеров проводится как на месте, так и в сервисной компании. Сбор данных осуществляется согласно регламенту. В процессе машинного обучения системы мониторинга проводится поэтапное нагружение танка кессона, в ходе которого идёт запись типовых уровней магнитного отклика, которые принимаются за эталонные показатели. Система мониторинга накапливает «базу знаний» и, в случае превышения установленных пороговых значений, выдаёт предупреждение на диспетчерский пункт. Превышение порогового значения будет свидетельствовать о критическом росте выявленного дефекта.



Рис. 5—Схема постоянного действующего мониторинга состояния кессонных трубопроводов на основе технологии метода магнитной томографии.

Передача данных на пункт контроля осуществляется по проводному интерфейсу RS-232/485. Система мониторинга предназначена для предотвращения нештатных ситуаций работы технологического оборудования кессона. На основе обработки больших данных система может предсказывать потенциальные сбои в работе технологического оборудования. Созданная система мониторинга повышает надежность работы всего кессонного комплекса в целом, улучшает экономические показатели и снижает вероятность наступления неблагоприятных событий (нештатные ситуации, аварии, выбросы, остановки работы добывающей платформы).

## Заключение

Создана система мониторинга методом бесконтактной магнитометрии технического состояния обвязки кессона. Во время технического обслуживания кессона специалистами неразрушающего контроля проводится определение состояния технологического оборудования. Выявляются критические, опасные и зарождающиеся дефекты. Проводится требуемый плановый или экстренный ремонт.

## Литература

1. Бородавкин, П. П. 2006. *Морские нефтегазовые сооружения: Часть 1. Конструирование*. Москва: ООО «Недра – Бизнесцентр».
2. Безлюдько, Г. Я. 2003. Эксплуатационный контроль усталостного состояния и ресурса металлопродукции неразрушающим магнитным (коэрцитиметрическим) методом. *Неразрушающий контроль*. 2: 20 – 26.
3. Митрофанов, В. А. 2002. *Аналитические методы электромагнитного контроля*. Ярославль: Ярославский государственный университет.
4. Белов, А. А., и др. 2015. Рекомендации по выбору способа мониторинга технического состояния трубопроводов. *Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук*. 1: 1-5.
5. РД 102-008-2002. 2003. *Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом*. Москва: АО ВНИИСТ.

6. Stubelj, I. R., Ruschmann, H., Wold, K., & Gomnaes, J. O. 2019. Pipeline Predictive Analytics Trough On-Line Remote Corrosion Monitoring. NACE-2019-12899.
7. Горбань, Н. Н., и др. 2018. Датчики и аппаратура для инспекции морской части нефтепроводов. *Датчики и системы*. 11(230): 62-68. <https://istina.msu.ru/publications/article/165868232/>
8. Горбань, Н. Н., и др. 2018. Бесконтактная магнитометрия целостности трубопроводов: состояние и тренды развития. *Датчики и системы*. 6(226): 36-42. <https://istina.msu.ru/publications/article/137197423/>
9. Marathe, S. 2019. *Leveraging Drone Based Imaging Technology for Pipeline and RoU Monitoring Survey*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/195427-MS>
10. Еремин, Н. А., и др. 2018. Путем цифровизации и квантовизации. *Нефть России*. 3-4: 62-65. <https://istina.msu.ru/publications/article/111233506/>
11. Jarram, P. 2019. *Developments in Remote Magnetic Monitoring of Carbon Steel Pipelines to Locate and Measure Abnormal Stress*. NACE-2019-12995.
12. Дмитриевский, А.Н., и др. 2018. Бесконтактная диагностика нефтегазопроводов: состояние и перспективы развития. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 1(20): 11. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art11>
13. Wright, R. F., et al. 2019. *Electrolessly Coated Optical Fibers for Distributed Corrosion Monitoring*. NACE-2019-13499.
14. Камаева, С. С., Еремин, Н.А. 2017. Риск-ориентированный подход к обеспечению безопасности газопроводов с применением бесконтактных технологий технического диагностирования. *Нефть. Газ. Новации*. 9: 75-82. <https://istina.msu.ru/publications/article/89795876/>
15. Guan, S., et al. 2019. *Application of Probabilistic Model in Pipeline Direct Assessment*. NACE-2019-12718.
16. Еремин, Н. А., Хуснутдинов, Л. А. 2018. Вопросы мониторинга стресс-коррозионных процессов внутрипромысловых трубопроводов в сложных условиях. *Нефтяная провинция*. 4(16): 196-211. <https://doi.org/10.25689/NP.2018.4.196-211>
17. Svelto, C., et al. 2019. *Online Monitoring of Gas & Oil Pipeline by Distributed Optical Fiber Sensors*. OMC-2019-0830.
18. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A., Khusnutdinov, L. A. 2019. Problems of monitoring the state of pipelines in difficult conditions. *Actual problems of oil and gas*. 2 (25).
19. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А. 2018. Инновационные решения при проектировании разработки Приразломного месторождения. Строительство бионических скважин. *Нефть. Газ. Новации*. 12 (217): 43-46. <https://istina.msu.ru/publications/article/171344218/>
20. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. 2018. Первая арктическая нефть России: исторический опыт и перспективы развития. *Газовая промышленность*. 12 (778): 108–109. <https://istina.msu.ru/publications/article/168209567/>