

О КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЕ МОНИТОРИНГА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СООРУЖЕНИЙ

О.Н. Горбунов («ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Астрахань)

В 1990 г. окончил гидрографический факультет Высшего военно-морского училища им. М.В. Фрунзе (в настоящее время — Морской корпус Петра Великого — Санкт-Петербургский военно-морской институт) по специальности «инженер-гидрограф», в 2012 г. — факультет дистанционного и дополнительного обучения Южно-Российского государственного университета (Новочеркасский политехнический институт) по специальности «маркшейдерское дело». С 1990 г. проходил службу в частях и подразделениях Гидрографической службы Каспийской флотилии. С 2004 г. работает в ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», в настоящее время — ведущий инженер-гидрограф отдела главного маркшейдера.

И.Ю. Бардин (Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград)

В 1996 г. окончил Волгоградский государственный технический университет по специальности «инженер-механик», в 2002 г. — аспирантуру РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по технологии освоения морских месторождений полезных ископаемых. С 1998 г. работает в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», в настоящее время — главный конструктор отдела инновационного развития морских проектов.

С.А. Машкова-Хоркина (Научно-технический фонд «Сертификационный центр «КОНТСТАНД»)

В 1994 г. окончила исторический факультет Поморского государственного университета (Архангельск), в 2004 г. — аспирантуру в Университете Тромсе (Норвегия). Работала в Королевском посольстве Норвегии, в издательстве «Весь мир». С 2008 г. работает в Научно-техническом фонде «Сертификационный центр «КОНТСТАНД», в настоящее время — директор по внешним связям, эксперт. Кандидат географических наук.

Морские нефтегазовые сооружения являются опасными производственными объектами и характеризуются высокой аварийностью. По данным [1] на континентальном шельфе за период с 1990 по 2007 гг. только на стационарных платформах произошло 6269 несчастных случаев. В США [2] с 2000 по 2011 гг. в результате аварий на морских нефтегазовых сооружениях погибло около 70 человек, 1349 — получили травмы различной степени тяжести. Следует иметь в виду, что экономический ущерб от потери одной нефтяной платформы составляет от 200 до 1000 млн дол. США [3], а масштабные разливы

нефти способны привести к экологической катастрофе.

Аварии на морских платформах чаще всего происходят по причине потери контроля над скважиной, а также утечки углеводородов с последующим воспламенением [1]. Однако снижение несущей способности конструкций в результате накопления усталостных повреждений представляет не менее серьезную опасность. Так, авария на норвежской платформе «Александр Кьелланд», произошедшая в 1980 г. в результате скоротечного прогрессирующего обрушения опорной части платформы, вызванного образованием усталостной трещины,

унесла жизни 123 человек. При этом, платформа перевернулась и затонула менее чем за 10 минут [4]. Эта авария послужила серьезным уроком для нефтяной промышленности. В течение 30 последующих лет в США, Норвегии, Великобритании и других странах, активно осваивающих континентальный шельф, вопросам надежности и долговечности конструкций морских нефтегазовых сооружений уделялось большое внимание. В настоящее время, благодаря усовершенствованию методов проектирования, инспекции и ремонтов, эти конструкции в целом могут выдерживать значительные объе-

мы усталостных повреждений без угрозы потери общей несущей способности [5]. Однако для того, чтобы избежать катастроф, подобные прогрессирующие повреждения необходимо определять, а обнаружив, вовремя принимать соответствующие предупредительно-восстановительные меры.

Исследования показывают, что при возникновении аварийных ситуаций (пожар, взрыв, столкновение с судном, экстремальные природные воздействия и т. п.) лавинообразный процесс разрушения технологического оборудования и/или конструкций сооружения и последующая потеря несущей способности происходят за 15–20 минут [6, 7], а при уменьшении прочностных свойств несущих конструкций сооружения катастрофические последствия могут наступить и при менее значительных нагрузках. Если бы осуществлялся постоянный и полномасштабный мониторинг, позволявший иметь оперативную и разностороннюю информацию о техническом состоянии морских инженерных сооружений, то многих аварий удалось бы избежать. Поэтому создание комплексной системы мониторинга морских нефтегазодобывающих сооружений является первоочередной задачей для компаний-операторов. К сожалению, в России отсутствует нормативно-техническая база по разработке систем мониторинга технического состояния морских платформ в течение расчетного срока службы, которая должна обеспечивать требуемый уровень надежности и безопасности. По этой причине в проектной документации при строительстве морских нефтегазопромысловых сооружений не разрабатываются технические решения по созданию систем мониторинга, направленные на обеспечение безопасности объектов при эксплуатации.

Мониторинг технического состояния морских сооружений должен включать проведение инспекций, а также непрерывного автоматизированного дистанционного контроля положения сооружения в пространстве и напряженно-деформированного состояния элементов конструкций, выполняемых с помощью приборов и датчиков, установленных стационарно на платформе.

Периодичность инспекций определяется проектом мониторинга технического состояния объектов обустройства месторождения. Инспекции должны проводиться специализированными организациями, аккредитованными в соответствии с международным стандартом ISO/IEC 17020:1198 [8], оснащенными современным оборудованием и имеющими в своем составе высококвалифицированных и опытных специалистов. Некоторые виды инспекций могут выполняться силами подразделений и служб эксплуатирующей организации, при условии наличия необходимых лицензий и свидетельств на право проведения работ.

Автоматизированный дистанционный мониторинг состояния конструкций морских платформ, выполняемый измерительными системами, позволяет своевременно реагировать на негативные изменения и оперативно принимать необходимые меры, чтобы предотвратить, существенно снизить вероятность или уменьшить последствия аварийных происшествий [9]. Автоматизированный мониторинг является дополнительным по отношению к инспекциям, так как возможности его методов ограничены. В большинстве случаев они лишь сигнализируют о факте наступления предельного состояния, не предупреждая его. Однако непрерывный дистанционный мониторинг наиболее важных элементов конструкции морской платфор-

мы может существенно снизить вероятность наступления критических состояний, таких как разрушение, потеря устойчивости формы и положения, изменение конфигурации или переход в изменяемую систему.

Отработанных методов автоматизированного дистанционного мониторинга значительно меньше, чем методов обследования с участием операторов. Достаточно высокую надежность и эффективность подтвердили следующие методы дистанционного мониторинга состояния инженерных сооружений, применяемые на объектах морской добычи нефти и газа [9]:

- спутниковый мониторинг — контроль отклонения элементов конструкции от проектного положения (измерение смещений);

- мониторинг напряженно-деформированного состояния (НДС) — контроль локальных изменений напряжения критических зон конструктивных элементов, фиксация образования трещин на ранней стадии;

- вибромониторинг — контроль динамических характеристик конструктивных элементов (частоты и формы собственных либо вынужденных колебаний) в различных контрольных зонах; регистрация распространяющихся акустических волн напряжения, возникающих при структурных изменениях в материалах.

Обоснование выбора методов автоматизированного мониторинга для обнаружения возможных повреждений и контроля состояния элементов конструкции объекта должно устанавливаться проектом мониторинга технического состояния объекта с учетом его конструктивных особенностей. Наиболее эффективным решением является использование комплексных систем мониторинга, объединяющих различные методы контроля конструк-

тивных элементов морского инженерного сооружения в рамках единой программно-аппаратной платформы [10, 11].

Разработка проекта автоматизированного дистанционного мониторинга морских нефтегазопромысловых сооружений включает следующие этапы:

- создание трехмерной модели (3D) сооружения, если она не была создана при разработке проектной и рабочей документации (при этом, трехмерная модель должна учитывать изменения, внесенные в конструкцию в ходе строительства сооружения или последующей реконструкции);

- конечно-элементный (КЭ) анализ конструкции сооружения;

- выбор контролируемых параметров окружающей среды и средств их измерения;

- выбор наиболее оптимальных средств дистанционного контроля указанных элементов конструкции;

- разработка системы управления информацией, получаемой в процессе дистанционного мониторинга.

Разработке проекта мониторинга любого морского инженерного сооружения должно предшествовать построение трехмерной модели объекта с помощью специализированного программного обеспечения. При этом предпочтение следует отдавать программным средствам, ядром которых служат не чертежи, а данные, характеризующие объект в целом и все его составные части. Построенная трехмерная модель представляет собой цифровую модель объекта, содержащую его полное структурированное описание. Такая модель служит основой для создания расчетной конечно-элементной модели сооружения.

Расчетная конечно-элементная модель должна учитывать геометрические размеры, форму и свойства материалов

конструктивных элементов, величины нагрузки оборудования и разрабатывается для решения следующих задач:

- определения наиболее критичных для безопасности сооружения нагрузок и воздействий окружающей среды, а также техногенных воздействий;

- выявления наиболее нагруженных несущих элементов конструкции;

- выявления элементов, переход которых в предельное состояние может вызвать нарушение нормальной эксплуатации всего сооружения;

- определения вида нагрузок, приводящих к возникновению максимальных внутренних усилий в элементах конструкции, возникновению усталостных повреждений и т. д.;

- моделирования и анализа поведения сооружения в случае возникновения аварийных ситуаций.

При выполнении конечно-элементного анализа с особым вниманием необходимо установить закономерности между характером, величиной действующей нагрузки, с одной стороны, и возникающими в элементах конструкции внутренними усилиями (контролируемыми состояниями элементов конструкции), с другой.

В ходе мониторинга необходимо контролировать соответствие действующих на сооружение нагрузок возникающим внутренним усилиям. С самого начала нужно провести отладку (валидацию) конечно-элементной модели. При этом возможны следующие случаи:

- действующие нагрузки вызывают меньшие, чем это было определено расчетами, внутренние усилия в элементах конструкции. Это означает, что КЭ анализ дал консервативный результат и необходима отладка конечно-элементной модели. То же в противоположном случае;

- действующие нагрузки вызывают соответствующие

расчетным внутренним усилиям в элементах конструкции. Отладка конечно-элементной модели не требуется, существующая расчетная модель корректно (с приемлемой точностью) описывает поведение реального объекта и может использоваться в качестве «эталонной».

В дальнейшем при осуществлении мониторинга необходимо контролировать фактическую пару величин «внешняя нагрузка — внутреннее усилие» на соответствие установленной в ходе конечно-элементного анализа. Возникающие отклонения будут являться сигналом о необходимости проверки состояния элементов конструкции.

Предварительный алгоритм реализации мониторинга представлен на рисунке.

По результатам расчетов критических областей объекта разрабатывается проект системы мониторинга, которым подтверждается целесообразность выбора типа датчиков автоматического дистанционного контроля и точек их размещения на морской платформе с целью обеспечения достаточного и надежного определения исследуемых параметров, а также определяется точность измерения контролируемых параметров.

Система сбора информации о состоянии платформы состоит из датчиков, расположенных как во внутренних помещениях, так и снаружи, устойчивых к воздействиям внешней среды и обеспечивающих достаточное и надежное определение измеряемых параметров. Техническая структура системы сбора информации строится на основе унифицированных приборов с соответствующей для обеспечения высокой надежности степени резервирования. Сбор данных датчиками системы мониторинга проводится в полностью автоматизированном режиме. Измерительная сеть представляет собой структуру,

состоящую из любого количества датчиков, обмен информацией с которыми происходит по кабельным линиям. При этом электропитание датчиков обеспечивается, как правило, с помощью того же кабеля, по которому с датчика в отдел мониторинга поступают данные измерений. Данные с датчиков считываются в соответствии с предварительно сконфигурированным временным графиком измерений и передаются в отдел мониторинга эксплуатирующей организации.

Независимо от места размещения оборудования потоки данных объединяются в следующие функциональные контуры средств мониторинга [9]:

- параметров окружающей среды;

- напряженно-деформированного состояния несущих конструктивных элементов;

- параметров вибраций и динамических воздействий;

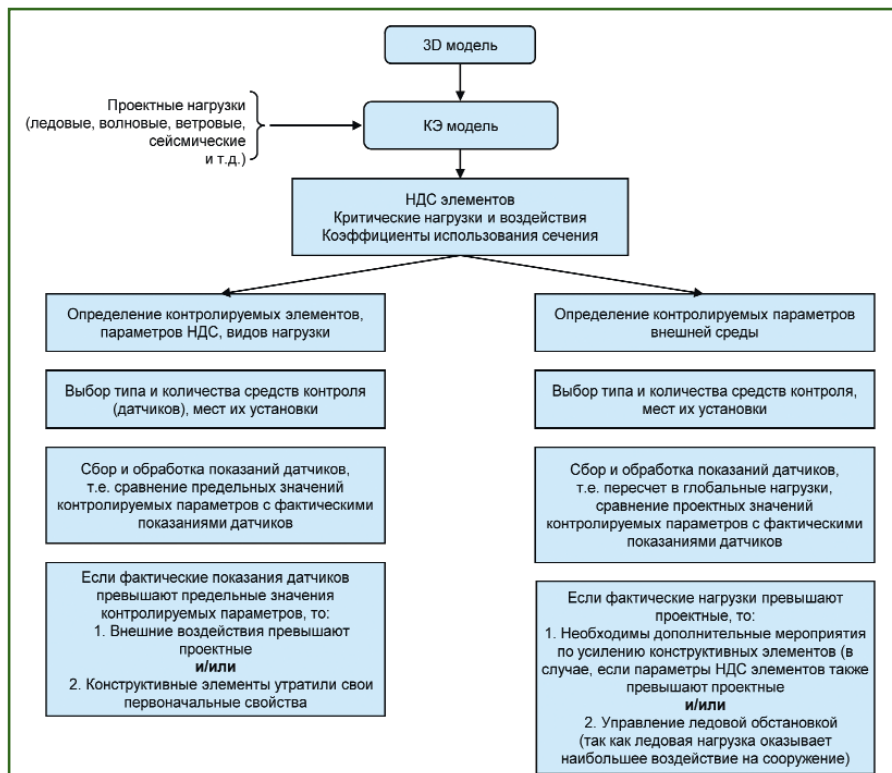
- пространственного положения и геометрии сооружения.

Система сбора информации обеспечивает непрерывный мониторинг состояния элементов конструкции и передачу данных, поступающих с датчиков, в отдел мониторинга. С помощью цифровой трехмерной модели объекта по результатам натурных наблюдений решаются следующие задачи [9]:

- непрерывный контроль НДС наиболее ответственных и нагруженных конструкций и узлов сооружения во время эксплуатации;

- обеспечение персонала сооружения оперативной информацией о возможных опасностях, обусловленных внешними воздействиями, о состоянии корпусных конструкций — для принятия своевременных мер по предотвращению или снижению возможных последствий этих воздействий;

- создание электронного архива о внешних воздействиях и состоянии конструкций;



Предварительный алгоритм реализации мониторинга

- сбор, анализ, хранение и управление показаниями датчиков в единой базе данных;

- формирование и вывод отчетной документации;

- интеграция с другими автоматизированными системами, при необходимости.

Опасные ситуации, которые могут возникнуть в связи с изменением состояния наблюдаемого объекта, должны быть своевременно распознаны и предотвращены. Оценка технического состояния несущих элементов конструкции морского нефтегазопромыслового сооружения проводится путем всестороннего анализа данных, полученных по всем контурам средств мониторинга. Обработка и анализ данных выполняются с применением надежных современных алгоритмов со статистическим контролем качества. Вначале происходит предварительная обработка данных с целью оценки степени достоверности результатов при заданном количестве измерений и своевременного опре-

деления погрешностей, искажающих результаты измерений. Данные, полученные при мониторинге от датчиков, в автоматизированном режиме сравниваются с допустимыми отклонениями на предмет своевременного распознавания изменений состояния наблюдаемого объекта и незамедлительного информирования об этом пользователя посредством автоматически генерируемых отчетов.

В системе автоматизированного мониторинга составление отчетов о состоянии контролируемого объекта выполняется в автоматическом режиме, в соответствии с планом составления отчетов.

В процессе эксплуатации разработчиком системы осуществляется поддержка программного обеспечения, позволяющая пользователю проводить исследования изменения параметров объекта при различных нагрузках.

Таким образом, автоматизированный дистанционный мо-

ниторинг морского нефтегазо-промыслового сооружения обеспечивает непрерывное отслеживание технического состояния объекта в режиме реального времени, повышает производственную и экологическую безопасность, снижает текущие расходы на инспектирование и ремонт. Создание большой и сложной автоматизированной системы мониторинга морской платформы требует объединения усилий многих специалистов, обладающих необходимым опытом, и организаций, имеющих лицензии и сертифицированное производство по направлению работ.

▼ **Список литературы**

1. The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association (Oil and Gas UK) / Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990–2007. April 2009.
2. US Bureau of Safety and Environmental Enforcement // www.bsee.gov.

3. MARSH Energy Practice. The 100 Largest Losses 1972–2009 Large Property Damage Losses in the Hydrocarbon Industries.

4. Материалы семинара «Уроки катастрофы платформы «Александр Кьелланд» // www.ptil.no.

5. Condition Assessment of Aged Ships and Offshore Structures. 17th International Ship and Offshore Structures Congress. 16–21 August 2009, Seoul, Korea.

6. Анализ катастроф на морских нефтедобывающих платформах // www.ano-rtg.ru/analis.htm.

7. Самусева Е.А. Проблемы аварийных взрывов на морских нефтегазовых объектах // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 8.

8. ISO/IEC 17020:1998 General criteria for the operation of various types of bodies performing inspection.

9. Кирилин М.А. Нормативно-правовое обеспечение внедрения новейших технологий мониторинга и обеспечение безопасности морской деятельности информационных центров, мониторинг и оценка рис-

ков // Транспортная безопасность и технологии. — 2008. — № 3.

10. Горбунов О.Н., Машкова-Хоркина С.А. Автоматизированный мониторинг технического состояния морских нефтегазовых сооружений // Маркшейдерский вестник. — 2012. — № 2. — С. 25–28.

11. Горбунов О.Н., Машкова-Хоркина С.А. Автоматизированный мониторинг технического состояния морских буровых платформ // Безопасность труда в промышленности. — 2012. — № 5.

RESUME

A concept of continuous automated monitoring offshore structures is considered based on the three dimensional model of an object. The concept of monitoring is being developed in conjunction with conducting field observations with the assessment of the technical condition of the structure. A preliminary algorithm is given to control correlation between the critical loads acting on the structure and the arising internal forces.

ГЕОМЕТР Центр

**КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ;
ГЕОДЕЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА
И ДЕФОРМАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ;
ПОСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДДЕРЖКА, ОБУЧЕНИЕ**

info@geometer-center.ru www.geometer-center.ru