

ОРГАНИЗАЦИЯ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ ВТОРОГО УЧАСТКА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 620.193.41

В.Ю. Артеменков, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

А.Ю. Корякин, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, РФ)

Д.В. Дикамов, ООО «Газпром добыча Уренгой»

И.Н. Шустов, ООО «Газпром добыча Уренгой»

Э.О. Шишков, ООО «Газпром добыча Уренгой»

А.Д. Юсупов, ООО «Газпром добыча Уренгой», a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

В статье описывается опыт ООО «Газпром добыча Уренгой» в области разработки оригинальной системы коррозионного мониторинга на объектах добычи и подготовки продукции ачимовских отложений с учетом отсутствия проектных решений в данной сфере. Описывается процесс протекания углекислотной коррозии. Представлены основные технологические решения, разработанные специалистами Общества, позволяющие проводить измерение скорости коррозии гравиметрическим методом без изменения конструкции трубопроводов и оборудования. Представлены избранные результаты измерений скоростей коррозии на различных участках движения добываемого продукта от скважин до пункта измерения расхода коммерческого газа. Описаны новейшие методы диагностических обследований, применяемые в качестве одной из составляющих системы коррозионного мониторинга.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДИАГНОСТИКА, КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ, УГЛЕКИСЛОТНАЯ КОРРОЗИЯ, АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ, УЗЕЛ КОНТРОЛЯ КОРРОЗИИ.

Второй опытный участок ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) введен в эксплуатацию 22 октября 2009 г. На сегодняшний день в эксплуатации находится 45 скважин. Разработка и обустройство ачимовских отложений на всех лицензионных участках является одним из основных направлений развития ООО «Газпром добыча Уренгой» в ближайшие годы.

7 августа 2014 г. при проведении плановых работ по ревизии фонтанной арматуры АФ6Д-80/65х700 К1 ХЛ газоконденсатной скв. 2114 был выявлен пропуск пластовой смеси по фланцевому соединению крестовины ЕФ6Д-80/65х700 К1 ХЛ и аварийной (контрольной) задвижки ЗМС-65х700 К1 ХЛ, по-

сле чего было принято решение о необходимости остановки скважины и разгерметизации фланцевого соединения. В ходе осмотра уплотнительного кольца БХ154 и фланцевого соединения было выявлено разрушение уплотнительного кольца и места его по-

садки на крестовине и запорной арматуре (рис. 1).

При замене крестовины ЕФ6Д-80/65х700 К1 ХЛ было установлено наличие повреждения места посадки под уплотнительное кольцо на надкоренной запорной арматуре ЗМСГ-80х700 К1 ХЛ, а также



Рис. 1. Разрушения уплотнительного кольца и корпуса струнной задвижки



Рис. 2. «Ручейковая» коррозия внутренней поверхности газосборного коллектора куста 213

нарушения целостности проходного сечения надкоренной запорной арматуры ЗМСГ-80x700 К1 ХЛ и коренной запорной арматуры ЗМС-80x700 К1 ХЛ. Позже были выполнены работы по замене надкоренной и коренной запорной арматуры с заменой уплотнительных колец. В ходе проведения работ по замене запорной арматуры было обнаружено нарушение целостности проходного сечения корпуса переходника к трубной головке ПГТ 2.70 и места под посадку уплотнительного кольца, после чего была проведена ревизия элементов фонтанных арматур скважин ачимовского горизонта и выявлены аналогичные повреждения.

В феврале 2016 г. были обнаружены коррозионные повреждения внутренней поверхности газосборного коллектора куста 213 (рис. 2). Газосборный коллектор предназначен для транспорта углеводородной смеси от куста газоконденсатных скважин ачимовских отложений до газоконденсатного промысла. Общая протяженность газопровода составляет 4712 м. Ввод в эксплуатацию осуществлен 31 декабря 2010 г. Материальное исполнение трубы – сталь марки 09Г2С. Основные рабочие параметры газопровода-шлейфа 213: рабочее давление 14,4 МПа, диаметр трубопровода 325 x 14 мм, температура рабочей среды до 60 °С, температура окружающего воздуха от -60 до 40 °С. Процесс коррозии проходил преимущественно по нижней образующей

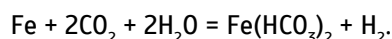
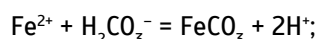
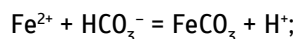
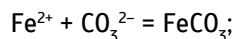
трубы. Зафиксированы коррозионные повреждения локального характера, с язвами и питтингами.

Углеводороды сами по себе не являются агрессивными средами, и для коррозионного процесса в их составе должны содержаться коррозионно-активные компоненты, такие как кислород, сероводород или углекислый газ. В добываемом из ачимовского горизонта продукте содержится 0,9 % углекислого газа, его парциальное давление превышает 0,2 МПа на участках до регулятора давления, что характеризует данную среду как коррозионно-опасную в соответствии с СТО Газпром 9.0-001-2009 [1] и согласно ГОСТ Р 51365-2009 [2]. В газопроводах-шлейфах парциальное давление углекислого газа снижается до отметки в 0,117 МПа, но наличие пластовой и конденсационной воды в виде отдельной фазы интенсифицирует процесс коррозии по нижней образующей трубы.

Изложенное позволяет предположить, что наличие в составе добываемого продукта диоксида углерода и температура более 40 °С создают благоприятные условия для протекания углекислотной коррозии сталей, не обеспеченных ингибиторной за-

щитой. Данные подтверждаются графиком на рис. 3 [3].

Углекислый газ в растворе может находиться в нескольких формах. И каждая из форм взаимодействует с ионами железа по одной из следующих реакций [4]:



Таким образом, в результате углекислотной коррозии на внутренней поверхности оборудования образуются продукты коррозии, обладающие слабыми адгезивными свойствами, облегчающие эрозию поверхности арматуры потоком флюида, движущимся со скоростью 4–7 м/с, но не способным вызвать эрозию поверхности оборудования без предварительного ее коррозионного разрушения. То есть защитный слой из продуктов коррозии незначителен или отсутствует вследствие движения добываемого продукта, поэтому агрессивная среда постоянно воздействует непосредственно на незащищенную поверхность металла [5].

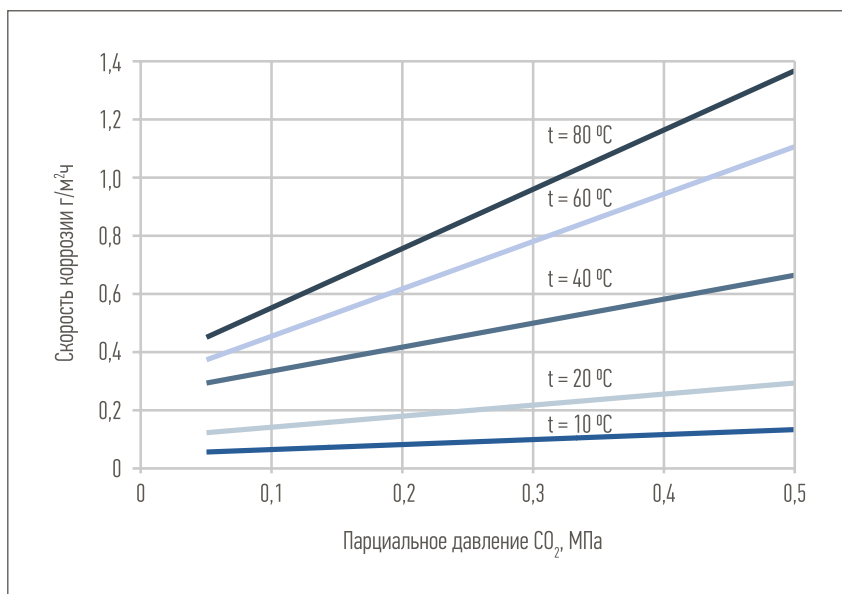


Рис. 3. Зависимости скорости коррозии от парциального давления углекислого газа

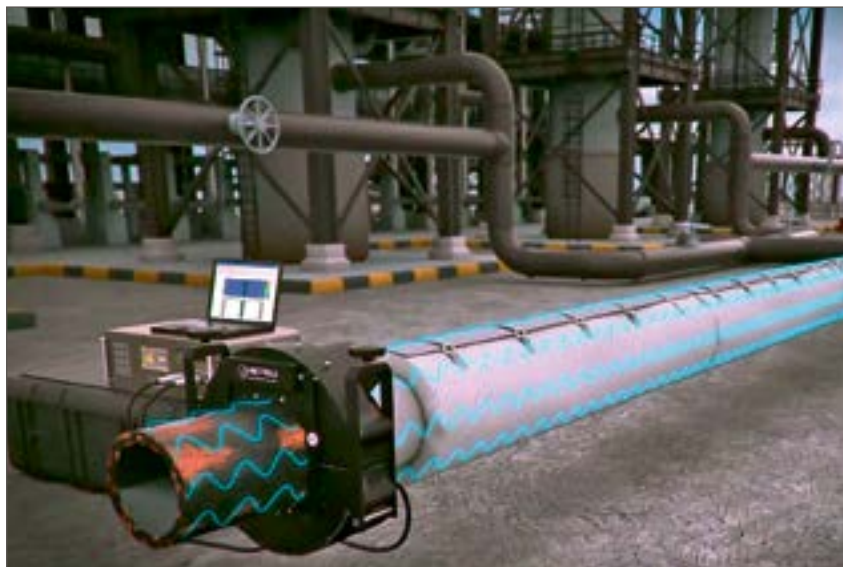


Рис. 4. Система комплексной диагностики трубопроводов Wavemaker G4

Возникшие трудности требовали создания службы, отвечающей за противокоррозионную защиту и коррозионный мониторинг на объектах Общества. Поэтому в целях совершенствования организационной структуры и во исполнение требований руководящих документов ПАО «Газпром» Приказом ООО «Газпром добыча Уренгой» от 12 марта 2015 г. № 254 функции, связанные с выполнением работ по контролю за качеством сварных соединений и техническому диагностированию оборудования, с 1 апреля 2015 г. переданы службе технической диагностики филиала ООО «Газпром добыча Уренгой» Инженерно-технического центра (ИТЦ), объединяющей специалистов неразрушающего контроля (визуальный и измерительный контроль (ВИК), радиационный контроль (РК), ультразвуковой контроль (УЗК), контроль проникающими веществами (ПВК)), группы защиты от коррозии и защитных покрытий. Служба аттестована в установленном порядке на соответствие требованиям Системы неразрушающего контроля и укомплектована оборудованием для таких видов работ, как РК, УЗК, ПВК, ВИК.

В 2016 г. Обществом приобретена ультразвуковая система скри-



Рис. 5. Межфланцевый узел контроля скорости коррозии

нингового сканирования трубопроводов Wavemaker G4 (рис. 4), предназначенная для быстрого обнаружения коррозии и других дефектов на внутренних и наружных стенках трубы. Wavemaker G4 выполняет комплексную инспекцию участков трубопроводов при помощи одного кольца с преобразователями, в обе стороны от которого распространяются направленные ультразвуковые волны, позволяющие с помощью эхо-сигнала получить наглядную информацию о дефектах, трещинах и коррозии трубы и др. Обследование может выполняться в процессе эксплуатации труб, заполненных жидкостью или газом. Специалисты службы технической диагностики филиала ООО «Газпром добыча Уренгой»

ИТЦ прошли курс обучения и получили международные сертификаты операторов 1-го уровня на право работы на оборудовании Wavemaker G4. В настоящее время использование данной системы позволяет проводить коррозионный мониторинг трубопроводов в целях отслеживания текущего состояния объектов Общества.

Для составления полной картины коррозионной агрессивности среды на различных участках объектов УКПГ-22 с использованием собственных ресурсов была разработана система коррозионного мониторинга, позволяющая определять скорости коррозии оборудования по цепочке движения добываемого продукта от скважин до пункта измерения расхода коммерческого газа. Данная система включает два типа узлов контроля скорости коррозии. За основу был взят гравиметрический контроль скорости коррозии. До начала разработки данных устройств рассматривалось большое число стандартных вариантов установки образцов-свидетелей в поток среды, но каждый из способов предполагал изменение конструкции трубопроводов, требующих согласования проектных институтов. Поэтому для трубопроводов с высоким давлением, на которых отсутствуют штуцеры для защитных гильз, были разработаны межфланцевые узлы контроля скорости коррозии (рис. 5), а для трубопроводов, где имеются штатные места для монтажа термокарманов, – гравиметрические кассеты (рис. 6).



Рис. 6. Гравиметрическая кассета

В настоящее время проводится коррозионный мониторинг в трубопроводах обвязки скважин ачимовских отложений, трубопроводах системы сбора газа, технологических трубопроводах УКПГ-22 с использованием межфланцевых узлов контроля скорости коррозии и гравиметрических кассет. Следует подчеркнуть, что в каждом межфланцевом узле контроля скорости коррозии на различных уровнях устанавливаются три образца – свидетеля коррозии. Для дальнейшего анализа в качестве основополагающих значений учитываются максимальные скорости коррозии для каждого узла. На рис. 7 представлены скорости коррозии на трубопроводах обвязки скважин, расположенных до регулятора давления. Практически на всех скважинах скорость коррозии превышает значение 0,1 мм/год, заложенное проектом как максимально допустимое. Стоит отметить, что на данном участке рабочее давление достигает значения 40 МПа, а температура добываемого продукта варьирует в пределах 40–60 °С, что создает благоприятные условия для протекания углекислотной коррозии. Поэтому закономерно, что на некоторых скважинах отмечено значительное превышение проектной скорости коррозии. По данным этих измерений, максимальная скорость зафиксирована на скв. 2А151 куста 2А15. Скорость коррозии верхнего образца составила 0,23 мм/год, среднего – 1,41 мм/год, нижнего – 4,63 мм/год.

Необходимо обратить внимание, что на подавляющем большинстве узлов контроля скорость коррозии на нижних образцах-свидетелях выше, чем на средних и верхних. Такая градация скорости коррозии от положения образца в узле объясняется осаждением воды в дисперсионном состоянии в нижней части потока под действием сил гравитации, поскольку вода имеет наибольшую плотность из всех компонентов смеси флюида. Растворенный в пластовой и кон-

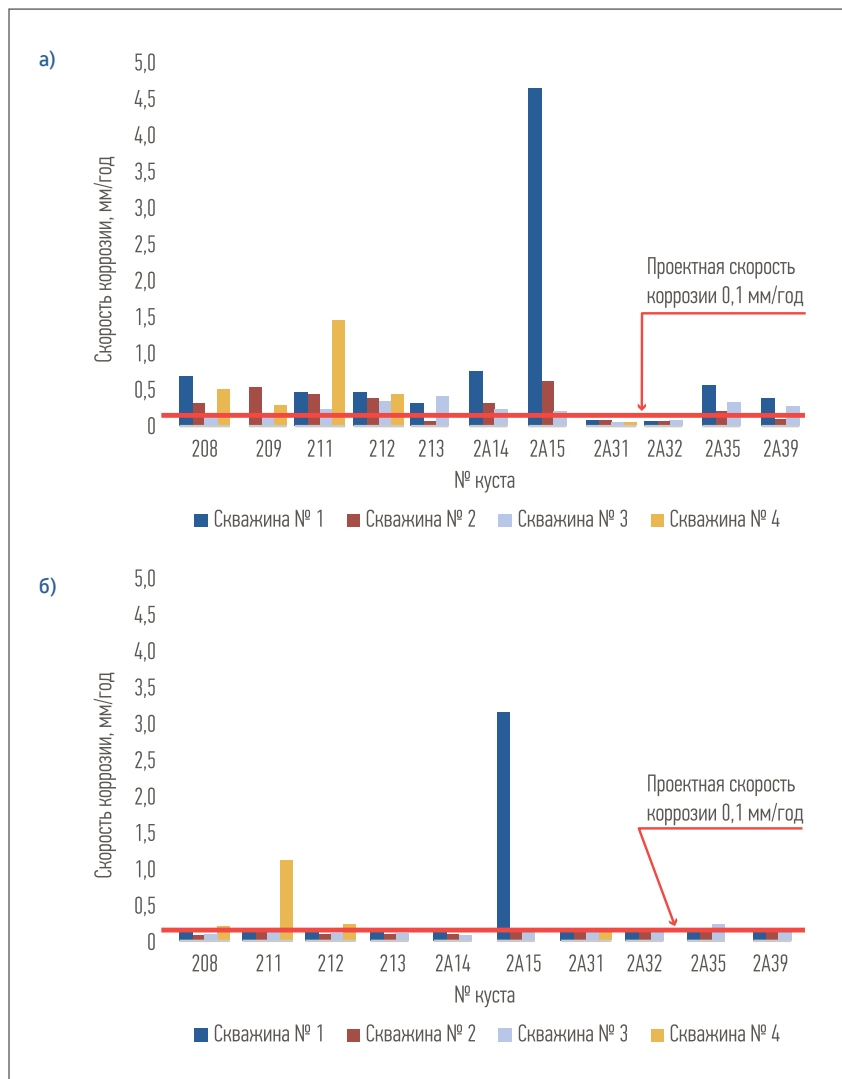


Рис. 7. Скорости коррозии на трубопроводах обвязки скважин, расположенных: а) до регулятора давления; б) после регулятора давления

денсационной воде углекислый газ создает идеальные условия для протекания интенсивной коррозии. Верхние образцы, находясь в потоке газа с меньшим содержанием жидкости, корродируют с меньшей скоростью ввиду присутствия меньшего количества агрессивных компонентов.

На трубопроводах обвязки скважин после регулятора давления скорость коррозии уменьшается (рис. 8). Это происходит из-за снижения рабочего давления до 12,5 МПа и температуры до 30 °С. В целом на данном участке агрессивность добываемого продукта снижается, однако, несмотря на этот факт, присутствуют скважи-

ны с завышенными скоростями коррозии.

Дополнительно были проведены измерения скорости коррозии в конце газосборных коллекторов в здании переключающей арматуры, в цехах подготовки газа и пункте измерения расхода газа. Полученные значения находятся в допустимых пределах (на два порядка ниже проектного максимального значения).

Для выявления общей коррозионной картины внутренней поверхности газосборного коллектора куста 209, где также были зафиксированы коррозионные повреждения, в июле 2016 г. была проведена внутритрубная

диагностика. Работы проводились компанией АО «Бейкер Хьюз Технологии и Трубопроводный Сервис». Все выявленные дефекты трубопроводов находятся на нижней образующей трубы. На участке трубопровода протяженностью 5500 м выявлено 4500 ед. потерь металла глубиной более 10 % толщины стенки. Причем дефекты в виде потерь металла зафиксированы с различной плотностью распределения по всей длине обследуемого газопровода. Анализ полученных результатов внутритрубной диагностики и гравиметрических испытаний подтверждает серьезность возникшей ситуации и необходимость принятия мер по обеспечению противокоррозионной защиты оборудования и дальнейшему коррозионному мониторингу. Для получения полной информации по текущему коррозионному состоянию внутренней поверхности газопроводов-шлейфов в 2017 г. запланировано дальнейшее проведение внутритрубной диагностики на газосборных коллекторах ГКП-22.

В качестве еще одного способа коррозионного мониторинга в ООО «Газпром добыча Уренгой» рассматривается промышленное использование системы контроля скорости коррозии прямым измерением «АРКТЕХ-УЛЬТРАКС» производства АО «Арктех». В настоящее время система проходит опытно-промышленные испытания на трубопроводах, транспортирующих «ачимовский» газ. Данная система является неинтрузивной, т. е. для ее монтажа и использования не требуется проникновение внутрь контролируемого трубопровода. Прин-

цип работы системы основан на измерении толщины стенки трубопровода при помощи чувствительных ультразвуковых датчиков – они устанавливаются на трубопроводе с помощью специальных хомутов, и система фиксирует с заданной периодичностью значения толщины стенки, учитывая при этом изменения температуры чувствительного элемента и непосредственно трубы. На основании результатов опытно-промышленной эксплуатации оборудования будет принято решение о возможности его применения в условиях добычи и подготовки продукции ачимовских отложений.

ВЫВОДЫ

Проблема углекислотной коррозии, возникшая в ООО «Газпром добыча Уренгой» с началом разработки ачимовских отложений, положила начало созданию оригинальной системы коррозионного мониторинга, первоначальной целью которой было получение информации по текущему коррозионному состоянию объектов и коррозионной агрессивности добываемого продукта. Не имеющая аналогов система коррозионного мониторинга позволяет проводить измерения скорости коррозии на трубопроводах с высоким рабочим давлением. Стоит отметить, что на рынке оборудования для коррозионного мониторинга отсутствуют узлы контроля скорости коррозии, работающие при давлениях свыше 16 МПа. Для получения возможности проведения коррозионного мониторинга на участках с высокими давлениями специалистами Общества разработан межфланцевый узел

контроля скорости коррозии, работающий при давлениях до 40 МПа. На данное техническое устройство оформлен патент на полезную модель.

Оригинальность внедренной системы коррозионного мониторинга достигается также возможностью измерения скорости коррозии без внесения изменений в конструкцию трубопроводов. Для монтажа межфланцевых узлов и гравиметрических касет не требуется проведение сварочных работ, отсутствует необходимость капитального монтажа дополнительного оборудования. Установка межфланцевых узлов осуществляется в имеющиеся фланцевые пары на трубопроводах, гравиметрические касеты устанавливаются в резервные бобышки, предназначенные для монтажа термокарманов. Таким образом, после проведенных замеров скоростей коррозии и демонтажа оборудования технологическая схема трубопроводов остается в исходном состоянии.

Использование разработанной и внедренной системы позволяет получать необходимые данные для прогнозирования сроков службы оборудования, уменьшения количества отказов и в целом повысить безаварийную эксплуатацию трубопроводов и оборудования. Специалисты Общества не останавливаются на достигнутом и постоянно осуществляют модернизацию собственных разработок, а рассматривают и апробируют новейшие технологические решения отечественных разработчиков в области коррозионного мониторинга и диагностики. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. 14 с.
2. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2011. 58 с.
3. Хазанджиев С.М. Теоретические исследования коррозии газопроводных сталей в условиях влажного природного газа, содержащего сероводород и углекислоту. М.: ОАО «Газпром ВНИИГАЗ», 2000. С. 28-30.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 126 с.
5. Даминов А.А. Коррозионные повреждения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 26-36.