

УДК 622.691.4:620.197

А.Н. Мокшаев<sup>1</sup>, e-mail: mokshaev@gdo.gazprom.ru; Н.И. Сорокин<sup>1</sup>, e-mail: n.sorokin@gdo.gazprom.ru

<sup>1</sup> ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, Россия).

# ПОДДЕРЖАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ОБЪЕКТОВ ОРЕНБУРГСКОГО СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАБОТОСПОСОБНОМ СОСТОЯНИИ

В статье показаны условия эксплуатации и факторы коррозионной повреждаемости оборудования и трубопроводов объектов Оренбургского сероводородсодержащего нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Длительное воздействие этих факторов приводит к возникновению коррозионного изнашивания, растрескивания и расслоений металла, что повышает риск внезапных отказов и разрушений с серьезными последствиями.

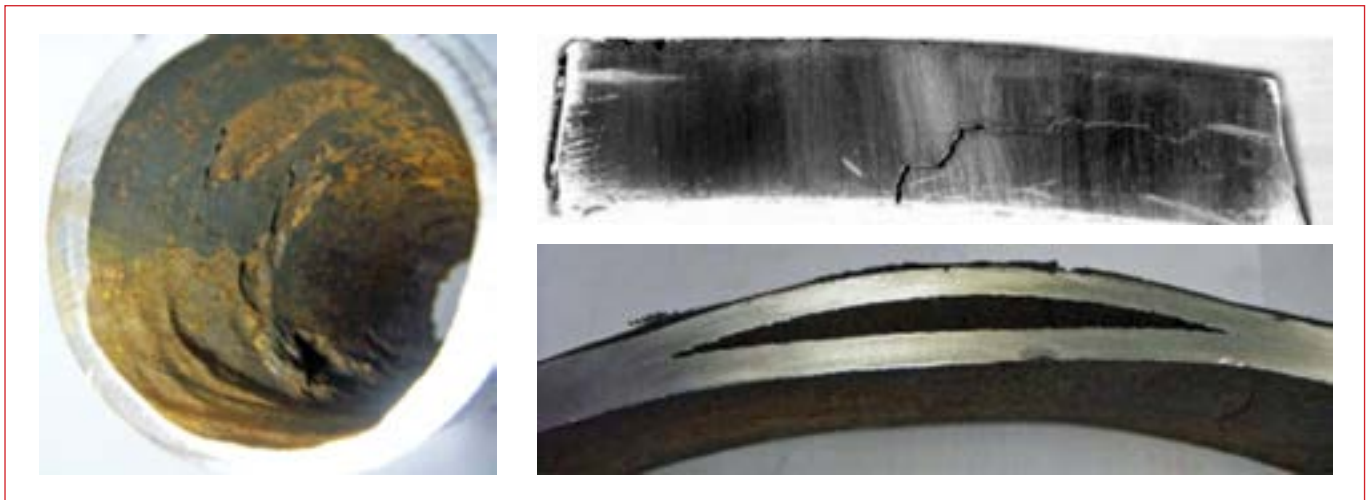
Представлена система противокоррозионной защиты оборудования и трубопроводов, включающая: применение специальных конструкционных сталей и технологий сварки, входной контроль при приемке в эксплуатацию и ремонте, ингибиторную и электрохимическую защиту, применение защитных изоляционных и лакокрасочных покрытий, диагностику и мониторинг технического состояния. Обеспечение работоспособного состояния системы противокоррозионной защиты достигается путем разработки и совершенствования нормативно-методического обеспечения, лабораторной и стендовой отработки технологий и мониторинга противокоррозионной защиты и разработки корректирующих технических решений.

**Ключевые слова:** коррозионная повреждаемость, противокоррозионная защита, нефтегазовое оборудование, сероводородсодержащие рабочие среды.

Оренбургское НГКМ является одним из крупнейших в мире сероводородсодержащих месторождений газа, газового конденсата, нефти. Открытое в 1966 г., на то время оно являлось крупнейшим в Европе и уникальным по своим физическим параметрам (высокое пластовое давление – 20,6 МПа, пластовая

температура до 369 К), наличию в добываемом сырье высокотоксичных сероводорода (до 6 % об.) и диоксида углерода (до 2 % об.). Начальные геологические запасы Оренбургского НГКМ оценивались примерно в 2 млрд м<sup>3</sup> газа, более 100 млн т конденсата, более 150 млн т нефти. В этом году ис-

полняется 50 лет со дня открытия и начала разработки Оренбургского НГКМ, и несмотря на то что в настоящее время месторождение находится на стадии падающей добычи, перспективы его дальнейшей эффективной разработки прогнозируются еще на несколько десятков лет.



а)

б)

Рис. 1. Виды эксплуатационных повреждений оборудования и трубопроводов: а) коррозионный износ внутренней поверхности; б) СКРН и ВИР стенки

Разработку Оренбургского НГКМ и эксплуатацию объектов добычи, переработки и транспортировки добываемого сырья и товарной продукции осуществляет дочернее газодобывающее предприятие ПАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Оренбург». Эти производственные объекты составляют единый технологический комплекс, который включает более 1 тыс. газодобывающих скважин, 88 опасных производственных, взрыво- и пожароопасных объектов 1–4 классов опасности по классификации [1]. Среди них – крупнейший в Европе газоперерабатывающий завод и единственный в Российской Федерации гелиевый завод. Предприятие выпускает свыше 20 видов товарной продукции, в том числе 100 % российского гелия и одоранта, 80 % этана.

На объектах Оренбургского НГКМ эксплуатируются десятки тысяч единиц различных видов оборудования и трубопроводов: фонтанная арматура, шлейфовые, промысловые и технологические трубопроводы, соединительные газоконденсатопроводы, сосуды и аппараты, резервуары, энерготехнологические котлы, технологические печи, насосное и компрессорное оборудование, газоперекачивающие агрегаты с

электрическими и газовыми приводами, запорная и регулирующая арматура и др.

Проблема обеспечения работоспособности и безотказности оборудования и трубопроводов Оренбургского НГКМ сопряжена с воздействием комплекса факторов коррозионной повреждаемости. К ним относятся: наличие в добываемом сырье коррозионно-активных компонентов (сероводород, диоксид углерода, пластовая вода), почвенная и атмосферная коррозия, эксплуатационные нагрузки от внутреннего давления и внешних воздействий, исходные металлургические дефекты мате-

риалов, дефекты сварки, длительный срок эксплуатации.

Воздействие этих факторов при длительной эксплуатации оборудования и трубопроводов способствует возникновению коррозионного изнашивания, а также сероводородного коррозионного растрескивания (СКРН) и водородиндуцированного расслоения (ВИР). Причем СКРН и ВИР являются трудноконтролируемыми дефектами, поскольку скрыты внутри стенки конструктивных элементов (рис. 1). Опыт эксплуатации показывает, что развитие коррозионных дефектов и повреждений, а также принятие своевременных преду-

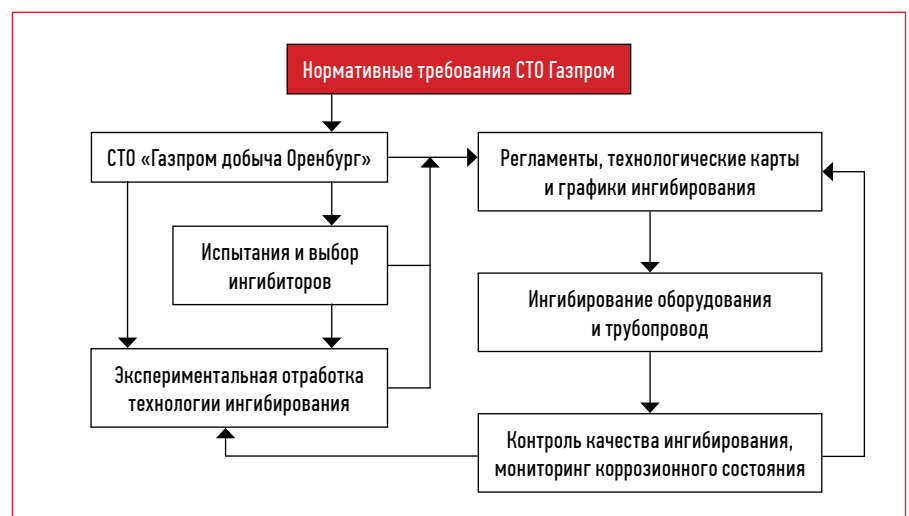


Рис. 2. Схема организации противокоррозионной ингибиторной защиты

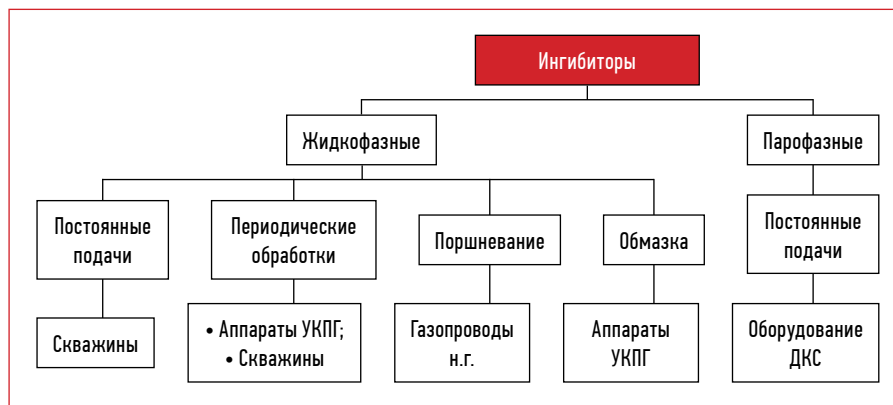


Рис. 3. Применяемые ингибиторы и методы ингибирования:

УКПГ – установки комплексной подготовки газа; н.г. – неочищенный газ; ДКС – дожимные компрессорные станции

предительных мер противокоррозионной защиты повышают риск отказов и разрушений оборудования и трубопроводов с серьезными последствиями.

Количество и разнообразие оборудования и трубопроводов, расположение объектов вблизи населенных пунктов и токсичность добываемого сырья обусловили системный подход к обеспечению противокоррозионной защиты.

Для объектов Оренбургского НГКМ начиная с проектных решений и до настоящего времени создавалась, применяется и непрерывно совершенствуется система противокоррозионной защиты, включающая: использование специальных конструкционных сталей и техно-

логий сварки, входной контроль при приемке в эксплуатацию и при ремонте, ингибиторную и электрохимическую защиты, применение защитных изоляционных и лакокрасочных покрытий, диагностику и мониторинг технического состояния.

При изготовлении и ремонте оборудования и трубопроводов для обеспечения их работоспособности и предупреждения коррозионных повреждений от воздействия сероводородсодержащих рабочих сред применяются специальные требования к конструкционным сталям и сварке по [2, 3], среди них: ограничения содержания в химическом составе углерода ( $<0,24\%$ ), серы ( $<0,01\%$ ) и фосфора ( $<0,015$

$\%$ ), эквивалент углерода  $\leq 0,38\%$ ; регламентированные механические свойства: твердость  $<22\text{ HRC}$  ( $<229\text{ HB}$ ), отношение предела текучести к пределу прочности  $<0,8$ ; ударная вязкость  $>30\text{ Дж/см}^2$  при температуре эксплуатации; стойкость к коррозионному растрескиванию, определяемая по методике NACE TM 0177 [4] при пороговых напряжениях,  $\geq 0,8$  от предела текучести; отсутствие несплошностей в структуре; специальная технология сварки – предварительная дегазация при ремонте, термообработка, рентгенография и ультразвуковой контроль –  $100\%$ . В соответствии с этими требованиями при приемке в эксплуатацию и ремонте оборудования и трубопроводов выполняется их входной контроль.

На рисунке 2 представлена схема организации ингибиторной защиты оборудования и трубопроводов, которая выполняется в соответствии с нормативными требованиями СТО Газпром [5, 7] и Общества. Как показано на схеме, комплекс работ по ингибиторной защите предусматривает также испытание и выбор ингибиторов, экспериментальную отработку технологии, а также контроль качества ингибирования и мониторинг коррозионного состояния. По их результатам выполняются разработка и корректировка технологий противокоррозионной



а)

б)

Рис. 4. Модель трубопровода для отработки технологии ингибирования (а), стенд для коррозионных испытаний материалов и испытаний ингибиторов СПКИ-16-5 (б)

ингибиторной защиты путем смены ингибитора, назначения дозировки и частоты обработок, изменения точек закачки и т. п. Эти корректировки обусловлены разнообразными условиями эксплуатации оборудования и трубопроводов, изменением режимов работы производственных объектов.

Многолетний опыт эксплуатации показывает, что для эффективной противокоррозионной защиты оборудования и трубопроводов наиболее оптимальными являются технологии ингибиторной защиты, которые обеспечивают торможение процессов разрушения металлов за счет формирования и поддержания на его поверхности защитной пленки ингибитора коррозии. Виды применяемых ингибиторов и методы ингибирования представлены на рисунке 3.

Выбор ингибиторов выполняется с участием комиссии, назначенной ПАО «Газпром» по специальной программе, а также по результатам лабораторных и стендовых испытаний. Выбранные для применения на объектах Общества ингибиторы «Инкоргаз-21Т», А-1-3, И-55-ДК имеют широкий спектр действия, по опыту применения показывают хорошие характеристики защитного действия в различных условиях эксплуатации оборудования и трубопроводов.

На рисунке 4а проиллюстрирована экспериментальная отработка технологии аэрозольного ингибирования на модели трубопровода. Такая отработка позволяет выбрать оптимальные параметры технологии ингибирования для защиты всей внутренней поверхности трубопровода. В процессе отработки выполняется визуальный контроль распределения ингибиторных пленок по поверхности, а также контроль их толщины на образцах.

Для лабораторных испытаний, выбора и оценки эффективности ингибиторов применяется специальный стационарный стенд (рис. 4б). Для ингибиторной защиты оборудования и трубопроводов приме-



а)

б)

Рис. 5. Образцы контроля качества ингибирования (а), установка устройства ввода образцов на стояке отбора давления газопровода (б)

няются конструктивные решения аэрозольного ингибирования с использованием различных конструкций форсуночных устройств для равномерного распределения ингибитора по поверхности и его нанесения в труднодоступных местах. Для контроля качества ингибирования устанавливаются образцы.

Кроме этого, для трубопроводов выполняется ингибирование по одно- и двухпоршневой схеме. В первом случае при скоростях более 5 м/с ингибиторная пробка проталкивается одним поршнем, при меньших скоростях – между двумя поршнями.

Для скважин выполняется подача ингибиторов коррозии на забой. За счет выноса этого ингибитора с добываемым сырьем выполняется ингибирование оборудования скважин и шлейфов. Существует ряд технологических и конструктивных решений для других видов оборудования и трубопроводов в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации.

В качестве примера мониторинга эффективности ингибиторной защиты на рисунке 5 показана установка образцов контроля ингибиторных пленок на газопроводе. Устройство ввода образцов устанавливается на стояке отбора дав-

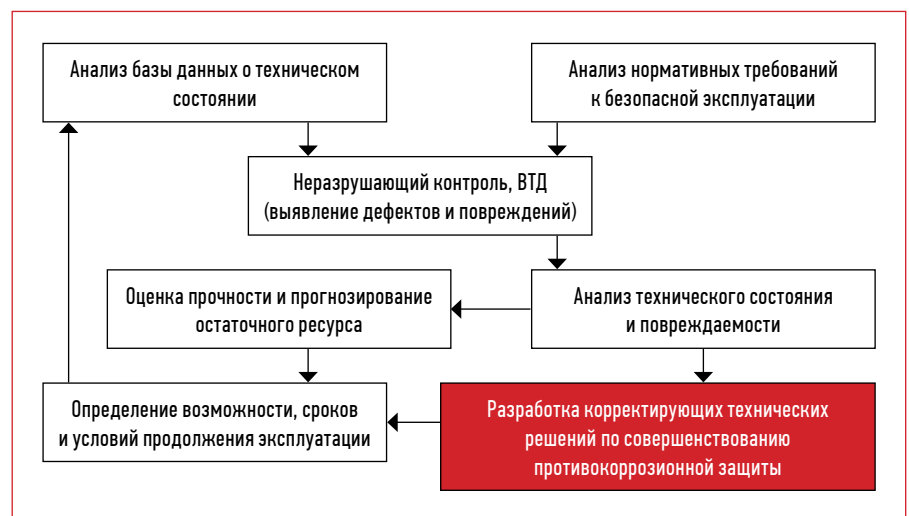


Рис. 6. Схема организации диагностирования и мониторинга технического состояния

Таблица. Методы диагностики и мониторинга технического состояния

Интегральные	Локальные	Внутритрубная дефектоскопия
Геодезические измерения Акустические системы контроля утечек Акустическая эмиссия Контроль состояния изоляции («электрометрия») Водолазное обследование	Ультразвуковой Вихретоковый Магнитный Капиллярный Рентгенографический Тепловизионный	Ультразвуковые, магнитные дефектоскопы Профилемеры Внутритрубные навигационные системы

ления линейной запорной арматуры. Образцы опускаются до уровня верхней образующей трубы, после прогона поршней с ингибиторной пробкой образцы извлекаются и в лаборатории контролируются наличие и толщина ингибиторной пленки.

Для противокоррозионной защиты наружной поверхности оборудования и трубопроводов применяются противокоррозионные защитные изоляционные и лакокрасочные покрытия, соответствующие реестрам ПАО «Газпром» на применение и выбор материалов в зависимости от назначения и параметров эксплуатации оборудования и трубопроводов.

Кроме того, для противокоррозионной защиты на объектах Оренбургского НГКМ применяются несколько сотен установок катодной, протекторной, дренажной защиты, эксплуатация которых выполняется в соответствии с нормативными документами [10, 11 и др.].

Помимо выполняемых мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту выполняются оценка эффективности и разработка мер по поддержанию систе-

мы противокоррозионной защиты в работоспособном состоянии на основе анализа результатов диагностики и мониторинга технического состояния оборудования и трубопроводов, выработавших проектный срок эксплуатации. Схема организации этих работ представлена на рисунке 6. По результатам их выполнения определяются причины и скорости развития выявляемых коррозионных дефектов, разрабатываются и применяются корректирующие технические решения по совершенствованию противокоррозионной защиты.

Применяемые методы диагностики и мониторинга технического состояния представлены в таблице.

### ВЫВОДЫ

1. Оборудование и трубопроводы объектов Оренбургского НГКМ длительно эксплуатируются в условиях коррозионной повреждаемости: наличие коррозионноактивных компонентов в добываемом сырье (сероводород до 6 %, диоксид углерода до 2 % и пластовая вода), почвенная и атмосферная коррозия, нагрузки и воздействия, исходные

металлургические дефекты материалов, дефекты сварки.

2. Воздействие этих факторов способствует возникновению коррозионного изнашивания, расслоения и растрескивания металла оборудования и трубопроводов, что повышает риск их отказов и разрушений.

3. Созданная и применяемая система противокоррозионной защиты, включающая применение специальных материалов и технологий сварки, входного контроля и защитных покрытий, ингибиторную и электрохимическую защиту, диагностику и мониторинг технического состояния, позволяет обеспечивать надежную эксплуатацию оборудования и трубопроводов.

4. Обеспечение работоспособного состояния системы противокоррозионной защиты достигается путем совершенствования нормативно-методического обеспечения, лабораторной и стендовой отработки технологий противокоррозионной защиты, диагностики и мониторинга технического состояния, разработки корректирующих технических решений.

### Литература:

1. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001). Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию.
3. ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003). Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов.
4. NACE TM0177. Методы испытаний. Испытание металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением при температуре окружающей среды.
5. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования.
6. СТО Газпром 9.3-007-2-10. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа.
7. СТО Газпром 9.3-028-2014. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром».
8. СТО Газпром 9.2-002-2009. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
9. Р Газпром 9.2-025-2013. Правила эксплуатации средств электрохимической защиты подземных сооружений.