



## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»

ШАФИКОВ Альберт Хакимович

Заместитель начальника — главный инженер Управления эксплуатации трубопроводов ЗАО «Ванкорнефть»

**Ж**идкость, добываемая из скважин Ванкорского месторождения, характеризуется относительно низкой коррозионной активностью, вместе с тем с самого начала его эксплуатации предприняты необходимые меры антикоррозионной защиты промышленных трубопроводов. Трубы изготовлены из коррозионно-стойких материалов, ведется ингибирование и очистка их внутренней поверхности. На месторождении организована трехсторонняя система антикоррозионного мониторинга, направленная на прогнозирование надежности работы трубопроводов и контроль качества их антикоррозионной защиты.

Ванкорское месторождение расположено на севере Красноярского края, его площадь составляет 447 км<sup>2</sup> (30×15 км). Месторождение было открыто в 1988 году, а в 2003 году лицензию на его разработку приобрела компания «Роснефть». Строительство и упреждающее бурение начались на месторождении в 2003 году. Промышленная добыча нефти на Ванкоре ведется с 2006 года.

Извлекаемые запасы нефти Ванкорского месторождения сегодня оцениваются в 520 млн т. К середине 2011 года эксплуатационный фонд насчитывал 142 скважины. Согласно планам добыча нефти в 2012 году достигнет 18 млн т, а к 2013–2014 годам месторождение выйдет на максимальный уровень добычи — 25,5 млн т/год.

Низкая коррозионная активность жидкости, добываемой скважинами Ванкорского месторождения, в первую очередь обусловлена низкой обводненностью продукции (0,03–0,1%) и высокой жесткостью воды (НСО<sub>3</sub><sup>-</sup> — 5–30 мг-экв/дм<sup>3</sup>, Са<sup>2+</sup> + Mg<sup>2+</sup> — 10–20 мг-экв/дм<sup>3</sup>). Вода повышенной гидрокарбонатной жесткости обеспечивает кислотно-щелочную буферность, которая отсутствует в случае низкой жесткости.

### КОНСТРУКЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

При изготовлении промышленных трубопроводов для Ванкорского месторождения использовались бесшовные горячедеформированные и сварные прямошовные трубы повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 13ХФА. Выбор стали данной марки основан на особенностях эксплуатации трубопроводов в условиях Крайнего Севера, где температура окружающей среды колеблется в диапазоне от -60 до +40°C, а температура жидкости, транспортируемой по внутрипромышленным трубопроводам, составляет от +5 до +40°C; рабочее давление жидкости — до 22 МПа. Кроме того, сталь 13ХФА обеспечивает повышенную стойкость к общей и язвенной коррозии, стойкость к сульфидному

Рис. 1. Сталь 13ХФА и 09Г2С после восьми месяцев эксплуатации в условиях ООО «РН-Пурнефтегаз»



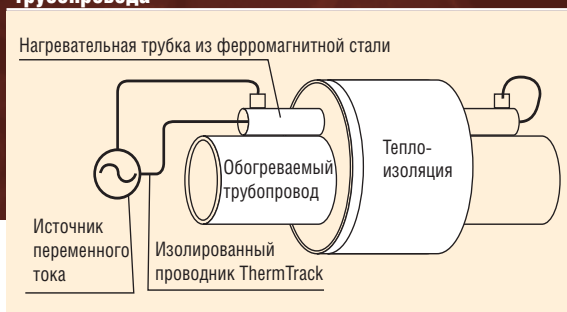
коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин в процессе перекачки (рис. 1).

Ввиду того что Ванкорское месторождение находится в районах вечномёрзлых грунтов, для строительства внутрипромышленных трубопроводов применена надземная прокладка на свайных основаниях (рис. 2). Для поддержания температуры транспортируемой среды в требуемом диапазоне применяется система электрообогрева, принцип работы которой основан на явлении скин-эффекта, или эффекта близости. Нагревающее устройство представляет собой нагревательную трубку из углеродистой стали с проложенным внутри нее изолированным проводником (рис. 3). Трубка и проводник электрически соединены на конце, который противоположен источнику подачи напряжения. При подаче переменного тока на нагревательную трубку и проводник ток идет по замкнутой системе. Скин-эффект между изолированным проводником тока и нагревательной трубкой позволяет обратному току концентрироваться на внутренней поверхности трубки.

Рис. 2. Внешний вид внутрипромышленного трубопровода на свайных основаниях



**Рис. 3. Система обогрева внутрипромыслового трубопровода**



Концентрация тока на внутренней поверхности нагревательной трубки настолько полная, что напряжение на внешней стороне неизмеримо мало. Благодаря данному явлению нагревательная трубка может быть заземлена и устройство может быть приварено или прикреплено к трубопроводу без возникновения короткого замыкания между нагревательным элементом и обогреваемым трубопроводом.

### ОЧИСТКА ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Основная цель проведения очистки внутренней полости трубопроводов состоит в повышении эксплуатационной надежности трубопроводных систем. После ввода трубопровода в эксплуатацию очистку проводят для сохранения пропускной способности, удаления воды с нижней образующей трубы, АСПО с внутренней поверхности, песка, а также для подготовки нефтепроводов к внутритрубной диагностике. Очистка трубопроводов проводится с использованием очистных устройств (ОУ), которые запус-

каются и принимаются через камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (СОД). Работы по очистке проводятся персоналом цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов ЗАО «Ванкорнефть».

Установлены три вида очистки трубопроводов. Первый — периодическая (плановая) — выполняется при текущей эксплуатации с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, для предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов. Периодическая очистка выполняется с использованием дисковых ОУ и полиуретановых очистных шаров.

Второй вид очистки — внеочередная (внеплановая) — выполняется при увеличении по сравнению с плановыми показателями энергозатрат, в случаях уменьшения пропускной способности и эффективного диаметра нефтепровода. Внеплановая очистка также проводится дисковыми ОУ и полиуретановыми очистными шарами.

Третий вид очистки — преддиагностическая — выполняется для обеспечения необходимой степени

## БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ ПТП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПТО НГДУ «ВОТКИНСК»

*КЛЫКОВ Виктор Юрьевич, Начальник ПТО НГДУ «Воткинск» ОАО «Удмуртнефть»*

Для ПТП НГДУ «Воткинск» характерна внутренняя коррозия, обусловленная значительным содержанием активного кислорода в транспортируемых средах — добываемой жидкости и рабочем реагенте системы ППД, а также жизнедеятельностью СВБ и наличием кислого газа – сероводорода.

Для снижения рисков возникновения коррозии в НГДУ «Воткинск» применяется очистка внутренней поверхности ПТП при помощи очистных устройств. При этом охват трубопроводов устройствами для пуска и приема очистного устройства (КППОУ) пока недостаточен: ими оснащены главным образом вновь построенные ПТП. В связи с этим оценить эффективность использования внутритрубной очистки не представляется возможным.

С 2005 по 2010 год для защиты ПТП применялись различные марки ингибиторов коррозии. Наибольшую эффективность показал реагент комплексного действия «СНПХ – 1004» (ингибитор коррозии и бактерицид). В настоящее время в НГДУ «Воткинск» реализуется проект «Комплексная химизация», в рамках которого подрядная организация разработала регламент ингибиторной защиты с использованием реагента DESCOR.

При реконструкции и строительстве новых ПТП мы руководствуемся критериями ОАО «НК «Роснефть». В проектах закладываем внутреннюю изоляцию на основе полимерных материалов, защита сварных соединений производится при помощи втулок «целлер». По состоянию на июль 2011 года отказов трубопроводов с внутренней изоляцией не зафиксировано.

Среди перспективных методов борьбы с коррозией ПТП можно назвать внедрение неметаллических (стеклопластиковых) трубопроводов в рамках ОПИ. Программа ОПИ в настоящее время находится на стадии согласования. На среднесрочную перспективу также запланирована реконструкция трубопроводов систем ППД, оптимизация систем сбора продукции с сокращением протяженности трубопроводов. Кроме того, будут проводиться капитальные ремонты частопорывного фонда трубопроводов и работы по снижению агрессивности перекачиваемых сред.

## БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ ПТП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

*МАЛЫШКИНА Любовь Альфредовна, начальник управления экологической безопасности  
и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз»*

На ПТП «Сургутнефтегаза» в соответствии с типами агрессивных сред, в которых протекает процесс разрушения материалов, встречаются все виды коррозии. Коррозия внутренней поверхности металлических ПТП протекает преимущественно по электрохимическому типу, что объясняется неоднородностью как поверхности металла, так и транспортируемой среды по всей технологической линии системы сбора и транспортировки нефти. Максимальное влияние на механизм и интенсивность коррозии ПТП оказывает многофазность транспортируемой среды с выделением минерализованной водной фазы, содержащей растворенные газы:  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ .

Для обеспечения экологической безопасности при эксплуатации ПТП в компании применяются следующие меры:

- входной визуальный, инструментальный и разрушающий контроль качества металла поставляемых труб на соответствие требованиям ТУ. Эти виды контроля выполняет аккредитованная лаборатория разрушающих и других видов испытаний;
- 100%-ная техническая диагностика нефтепромыслового оборудования и сооружений (выполняется девятью аттестованными лабораториями);
- 100-ная внутритрубная очистка и диагностика нефтепроводов, объем проведения которой планируется довести до 100%;
- ингибиторная защита коррозионно-опасных направлений трубопроводов с использованием реагентов ЕС 1151 А, Dodicor V 4712, Dodicor V 5277, Cortron KRN 264W, Unicor WS 102, «Сонкор 9510 Б», «Напор 1010Б», «Норуст 760»;
- мониторинг коррозии трубопроводов;
- применение труб с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием заводского исполнения;
- внедрение автоматизированных систем контроля безопасной эксплуатации трубопроводов;
- использование установок предварительного сброса воды, в том числе с трехфазными сепараторами «Хитер-Тритер», что обеспечивает загрузку ПТП нефтью с минимальной обводненностью.

Ежегодно в компании проводятся ОПИ пяти-семи новых марок ингибиторов коррозии, отобранных по результатам стендовых испытаний, с потенциально высокими защитными свойствами при относительно низком удельном расходе (до 20 мг/л). Если по результатам ОПИ защитный эффект ингибитора коррозии превышает 90% при дозировке 15–20 мг/л, то принимается решение о его закупке на конкурсной основе.

Для защиты от внутренней коррозии ПТП с 1997 года в компании внедряются стальные трубы с повышенной коррозионной стойкостью. Они изготавливаются в соответствии с техническими условиями, разработанными применительно к условиям эксплуатации месторождений нашей компании. При выборе типа труб учитываются условия их дальнейшей эксплуатации, состав транспортируемых сред, экономическая целесообразность внедрения, а также результаты ОПИ опытных образцов.

Помимо стальных труб в коррозионно-стойком исполнении также внедряются неметаллические (стеклопластиковые) трубы, а также гибкие полимерно-металлические трубы.

Для защиты внутренней поверхности ПТП от коррозии применяются покрытия на основе эпоксидной порошковой краски П-ЭП 585 по ТУ 2329-103-05034239-97, эпоксидная эмаль ТРЭПП по ТУ 2312-04900-205357-01. Основанием для использования данных типов покрытий служит соответствие их технических характеристик условиям эксплуатации.

В обозримом будущем набор мер по повышению надежности и защите ПТП от коррозии не претерпит радикальных изменений. Вместе с тем мы планируем увеличить протяженность ПТП в коррозионно-стойком исполнении, а также повысить эффективность управления ингибированием. Кроме того, намечается развитие баз данных по всем участкам ПТП. Иными словами, предстоит работа по совершенствованию системы мер по повышению надежности ПТП.

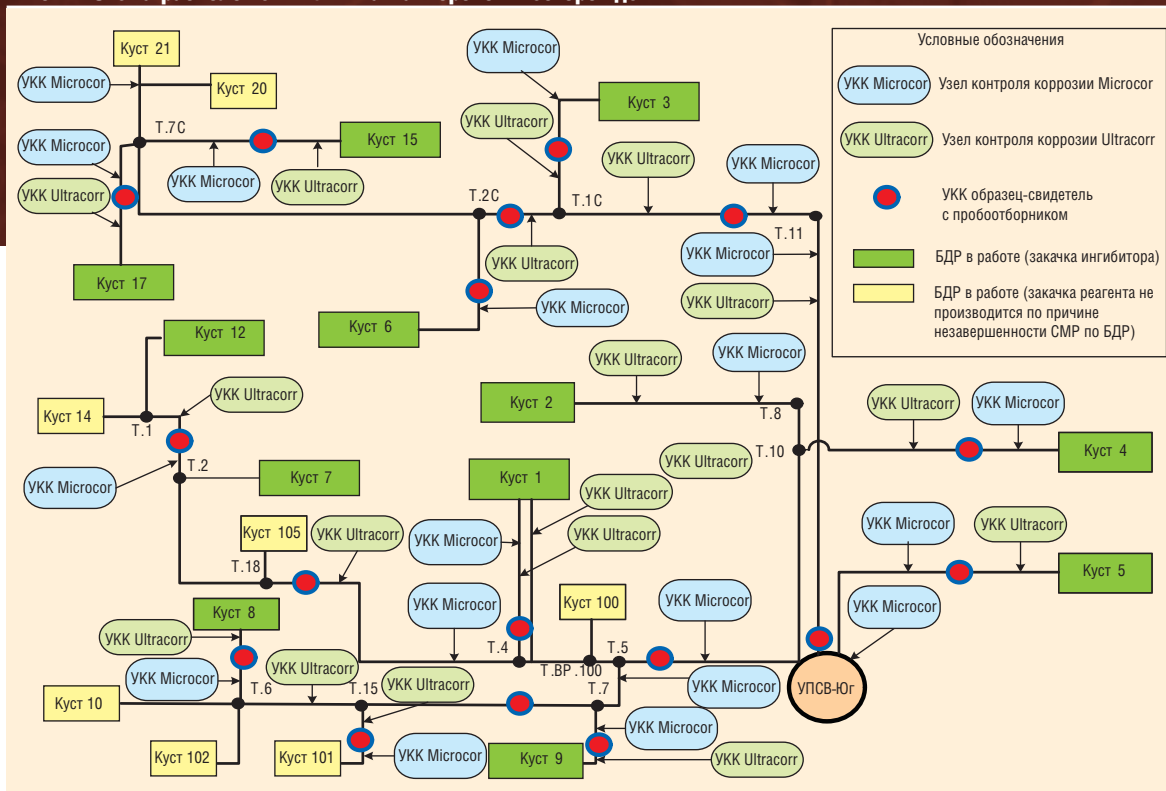
очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики. Для преддиагностической очистки используются комбинированные ОУ (комбинирование на одном ОУ дисков, щеток и магнитов).

В настоящее время очистка участков внутрипромысловых трубопроводов проводится по графику с периодичностью один раз в два месяца.

### ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА

К середине 2011 года общая протяженность нефтесборных трубопроводов Ванкорского месторождения составляла 81 033 м, из них 65 486 м приходится на ингибируемые трубопроводы. Исходя из результатов проведенных ОПИ, для применения на объектах Ванкорского месторождения выбран ингибитор коррозии «Сонкор 9011 М» производства ком-

Рис. 4. Схема расположения УКК на Ванкорском месторождении



пании «Опытный завод Нефтехим». Критерием для его выбора послужила наименьшая удельная дозировка для достижения требуемых показателей эффективности ингибирования по сравнению с альтернативными химреагентами. Немаловажную роль при выборе ингибитора коррозии сыграла и относительно невысокая его стоимость.

В рамках реализации программы повышения надежности трубопроводов проводится непрерывная закачка базового реагента с 12 блоков дозирования реагента (БДР), установленных непосредственно на кустовых площадках. Количество БДР, согласно планам компании, к концу 2011 года составит 21 ед. Для обслуживания БДР по результатам тендерных процедур привлечена подрядная организация. Эта компания выполняет услуги на должном уровне в соответствии с техническим заданием и производственной программой.

Следует отметить, что стоимость ингибиторов коррозии сегодня в среднем колеблется от 70 до 200 тыс. руб./т. При добыче нефти 40 тыс. м<sup>3</sup>/год при средней дозировке ингибитора 20 г/м<sup>3</sup> ежегодные затраты на ингибирование составят примерно 20,5–58,4 млн руб., не считая расходов на оплату труда, обслуживание техники и транспортировку реагента. Вместе с тем при ингибировании остается риск возникновения коррозии и аварий, вызванных этим фактором. В случае выхода оборудования из строя или прорыва трубопроводов по причине коррозии затраты на восстановление или замену оборудования, ликвидацию аварий и возмещение экологического ущерба увеличиваются в сотни, а нередко и в тысячи раз по сравнению с расходами на антикоррозионную защиту, причем выплачи-

Рис. 5. Зонд для отслеживания агрессивности среды, установленный по нижней образующей промышленного трубопровода



Рис. 6. Результаты мониторинга скорости коррозии системой Miscozor за три месяца

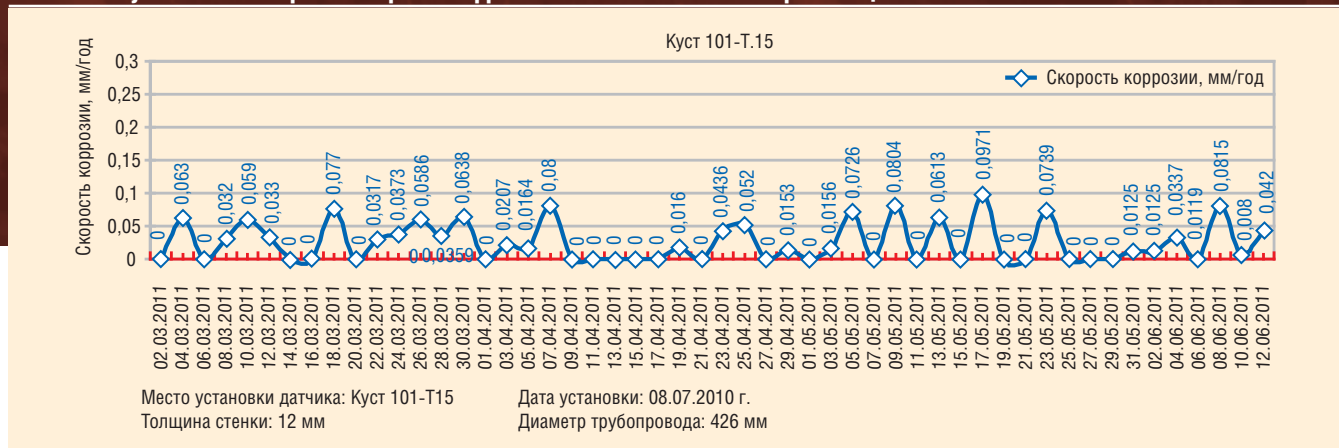


Таблица 1

Результаты измерений параметров коррозионного процесса системой Miscozor за три месяца

Дата	02.03.11	04.03.11	06.03.11	08.03.11	10.03.11	12.03.11	14.03.11	16.03.11	18.03.11	20.03.11	22.03.11	24.03.11	26.03.11
Скорость коррозии, мм/год	0	0,063	0	0,032	0,059	0,033	0	0	0,077	0	0,0317	0,0373	0,0586
Дата	28.03.11	30.03.11	01.04.11	03.04.11	05.04.11	07.04.11	09.04.11	11.04.11	13.04.11	15.04.11	17.04.11	19.04.11	21.04.11
Скорость коррозии, мм/год	0,0359	0,0638	0	0,0207	0,0164	0,08	0	0	0	0	0	0,016	0
Дата	23.04.11	25.04.11	27.04.11	29.04.11	01.05.11	03.05.11	05.05.11	07.05.11	09.05.11	11.05.11	13.05.11	15.05.11	17.05.11
Скорость коррозии, мм/год	0,0436	0,052	0	0,0153	0	0,0156	0,0726	0	0,0804	0	0,0613	0	0,0971
Дата	19.05.11	21.05.11	23.05.11	25.05.11	27.05.11	29.05.11	31.05.11	02.06.11	04.06.11	06.06.11	08.06.11	10.06.11	12.06.11
Скорость коррозии, мм/год	0	0	0,0739	0	0	0	0,0125	0,0119	0,0337	0	0,0815	0,008	0,042

Рис. 7. Результаты мониторинга толщины стенки системой Ultracorr за три месяца

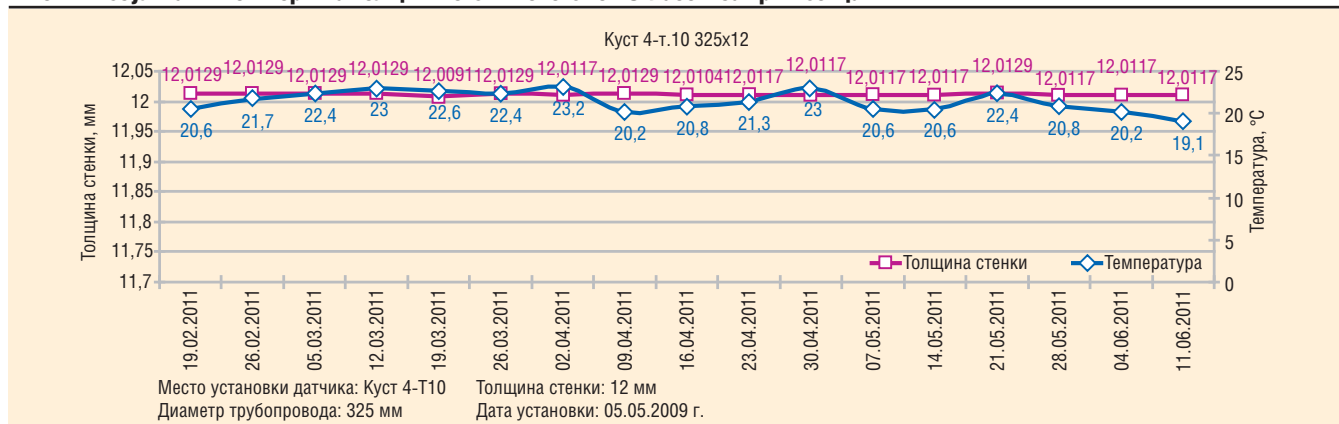


Таблица 2

Результаты измерений параметров коррозионного процесса за три месяца системой Ultracorr

Дата	19.02.11	26.02.11	05.03.11	12.03.11	19.03.11	26.03.11	02.04.11	09.04.11
Толщина стенки, мм	12,0129	12,0129	12,0129	12,0129	12,0091	12,0129	12,0117	12,0129
Температура, °C	20,6	21,7	22,4	23	22,6	22,4	23,2	20,2
Дата	16.04.11	23.04.11	30.04.11	07.05.11	14.05.11	21.05.11	28.05.11	04.06.11
Толщина стенки, мм	12,0104	12,0117	12,0117	12,0117	12,0117	12,0129	12,0117	12,0117
Температура, °C	20,8	21,3	23	20,6	20,6	22,4	20,8	20,2

**Рис. 8. Внешний вид стенда мониторинга скорости коррозии**



ваются они не постепенно, а в сжатые сроки, что наносит финансовый удар по предприятию. Такая ситуация обуславливает необходимость организации системы антикоррозионного мониторинга, направленной на прогнозирование надежности работы оборудования и контроль качества антикоррозионной защиты.

#### ОРГАНИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ

Практически с самого начала промышленной эксплуатации Ванкорского месторождения на нем действует система мониторинга коррозии и антикоррозионной защиты трубопроводов.

В соответствии с ранее принятыми решениями для организации мониторинга коррозии внутрипромысловых нефтесборных сетей было решено установить ультразвуковую систему контроля коррозии Ultracorr либо ее аналог. Конфигурация системы предусматривает постоянное накопление информации и периодическое ее снятие персоналом с использованием портативного прибора для сбора данных. На каждом участке нефтесборных сетей, ограниченном узлами СОД, решено закладывать установку одного датчика Microcorr либо аналога по принципу действия в наиболее низких местах прохождения трубопровода с учетом рельефа местности, а также установку одного узла контроля коррозии (УКК) перед каждым приемным СОД. Таким образом, выбор был сделан в пользу внедрения трехстороннего контроля внутрипромысловых нефтесборных систем.

Управление мониторингом скорости коррозии внутрипромысловых трубопроводов осуществляется с использованием приборных средств: образцов-свидетелей, датчиков Ultracorr и Microcorr компании Rohrbach Cosasco Systems. Для Ванкорского месторождения специально разработана принципиальная схема расположения УКК (рис. 4).

Обслуживание ультразвукового коррозиметра Ultracorr и коррозиметра Microcorr включает снятие с них показаний и интерпретацию данных четыре раза в месяц, а также их техническое обслуживание один раз в месяц. Обслуживание гравиметрического устройства измерения скорости коррозии включает ежемесячную установку/снятие образца свидетеля с интерпретацией данных, проведение послыного анализа, отбор проб и проведение шестикомпонентного анализа транспортируемой жидкости (включая определение концентрации ионов железа), техобслуживание оборудования для отбора проб, а также отбор проб и проведение анализа на остаточное содержание ингибиторов коррозии три раза в месяц.

Надземная прокладка внутрипромысловых трубопроводов дает возможность установить зонд по нижней образующей трубы (рис. 5), что позволяет отслеживать агрессивность среды в наиболее опасных участках трубопровода и исключить поднятие или опускание зонда при производстве работ по очистке внутренней полости трубопровода. Мониторинг агрессивности среды дает возможность оперативной корректировки дозировки ингибитора коррозии и сокращает время, необходимое для ОПИ ингибиторов коррозии.

Как свидетельствуют результаты мониторинга, скорость коррозии на трубопроводах месторождения колеблется от нуля до 0,09 мм в год (табл. 1; рис. 6), также о коррозионном процессе можно судить по изменениям толщины стенки (табл. 2; рис. 7). Датчики для замеров установлены по нижней образующей трубопровода, что позволяет отслеживать толщину стенки в наиболее коррозионно-опасных участках (так называемых профильных карманах). Мониторинг толщины стенки дает возможность улучшить техническое обслуживание оборудования. В конце 2011 года планируется установка датчиков на водоводы высокого давления, что также позволит контролировать толщину стенки трубы в наиболее коррозионно-опасных участках.

При контрольных осмотрах трубопроводов замер толщины стенки осуществляется с использованием установки Ultracorr согласно РД 39-132-34 без привлечения дефектоскопистов. Такой метод замера не требует проведения работ по снятию и восстановлению наружной теплоизоляции.

В обозримом будущем планируется установить шесть испытательных стендов мониторинга скорости коррозии на нефтесборных трубопроводах (рис. 8). Они позволят определить коррозионную стойкость трубных материалов и труб в целом при работе в высокоагрессивных промышленных средах, а также оценить возможные сроки безаварийной эксплуатации труб при перекачке промышленных сред. Также мы рассчитываем, что стендовые испытания позволят подобрать материал трубопровода под конкретные условия эксплуатации при строительстве новых и реконструкции старых трубопроводов на промышленных объектах ЗАО «Ванкорнефть». ♦