КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ МЕТАЛЛА НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ ТРУБ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЯХ

METAL CORROSION DESTRUCTION OF OIL AND GAS PIPELINES DURING OPERATION AND LABORATORY TESTS

С. С. Петров
Sergey S. Petrov

ООО «Научно-производственный
центр «Самара»,
г. Самара, Российская Федерация

Scientific-Production
Center «Samara» LLC,
Samara, Russian Federation

Д. И. Андриянов
Dmitry I. Andriyanov

ООО «Научно-производственный
центр «Самара»,
г. Самара, Российская Федерация

Scientific-Production
Center «Samara» LLC,
Samara, Russian Federation

Р. А. Васин
Roman A. Vasin

ООО «Научно-производственный
центр «Самара»,
г. Самара, Российская Федерация

Scientific-Production
Center «Samara» LLC,
Samara, Russian Federation

Е. С. Сургаева
Ekaterina S. Surgaeva

ООО «Научно-производственный
центр «Самара»,
г. Самара, Российская Федерация

Scientific-Production
Center «Samara» LLC,
Samara, Russian Federation

Ж. В. Князева
Zhanna V. Knyazeva

ООО «Научно-производственный
центр «Самара»,
г. Самара, Российская Федерация

Scientific-Production
Center «Samara» LLC,
Samara, Russian Federation

Коррозионное разрушение труб нефтяного сортамента является большой проблемой для добывающей отрасли. Коррозионный процесс зависит от множества переменных факторов. Внешние факторы характеризуют условия эксплуатации: содержание коррозионно-агрессивных газов, содержание кислорода, общее давление системы, температура, степень обводненности, pH среды и др. Внутренние факторы характеризуют качество используемых труб: химический состав, микроструктура, состояние внутренней поверхности труб. Снижение негативного влияния всех вышеперечисленных факторов является комплексной задачей, включающей мероприятия по подбору материалов под конкретные условия эксплуатации, а также проведение коррозионного мониторинга, позволяющего контролировать и прогнозировать скорость коррозии, сроки службы, определять эффективность, результативность и целесообразность использования применяемых антикоррозионных мероприятий.

В статье представлены обзор основных механизмов разрушения металла нефтегазопроводных труб, информация о методах их лабораторного моделирования и мониторинга в процессе эксплуатации.

Corrosion failure of oil grade pipes is a big problem for the mining industry. The corrosion process depends on many variables. External factors characterize the operating conditions: corrosive gases content, oxygen content, total system pressure, temperature, water level, medium pH, etc. Internal factors characterize the quality of the pipes used: chemical composition, microstructure, and condition of pipe inner surface.

Reducing the negative impact of all the above factors is a complex task, including measures for selecting materials for specific operating conditions, as well as conducting corrosion monitoring, which allows to control and predict the rate of corrosion, service life, determine the effectiveness, efficiency and feasibility of using the applied anti-corrosion measures.

The article provides an overview of the main mechanisms of metal destruction of oil and gas pipelines, information about methods of their laboratory modeling and monitoring during operation.

Ключевые слова

коррозия;
насосно-компрессорные трубы;
промышленные трубопроводы;
лабораторные испытания;
коррозионный мониторинг

Key words

corrosion; oil-well tubing;
field pipelines; laboratory tests;
corrosion monitoring

Введение

В настоящее время, в связи с осложненными условиями эксплуатации на месторождениях, актуальность применения мероприятий по антикоррозионной защите нефтегазопроводного оборудования не вызывает сомнений [1]. Примерно 50 % всех аварийных ситуаций в добывающей отрасли происходит по причине коррозии насосно-компрессорных труб (НКТ) и промысловых трубопроводов [2].

По данным промысловой статистики, около 40 % всех отказов по коррозии приходится на насосно-компрессорные трубы [3]. Основной причиной отказов является негерметичность, обусловленная коррозией, при этом порядка 50 % связаны с потерей герметичности резьбового соединения [4].

К основным причинам отказов нефтепроводных труб относятся: внутренняя и наружная коррозия, дефекты сварки, заводской брак, механические повреждения, нарушение правил эксплуатации и строительный брак. При этом важно отметить, что около 70 % — это отказы, произошедшие по причине внутренней коррозии, возникновение которой всегда определяется свойствами коррозионно-активной среды, с которой контактирует внутренняя поверхность трубопровода [5].

Коррозия внутренней поверхности НКТ и промысловых трубопроводов, как правило, вызвана водной фазой, присутствующей в транспортируемой среде. Высокая агрессивность среды обусловлена содержанием в ее составе большого количества растворенных коррозионно-активных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода), а также наличием механических примесей, солеотложений, колоний бактерий коррозионно-активного нефтяного биоценоза (последние в большинстве случаев способствуют интенсификации процессов коррозионного разрушения). Эти компоненты являются основными осложняющими факторами, приводящими к внутренней коррозии промысловых трубопроводов.

Снижение негативного воздействия всех вышеперечисленных факторов является комплексной задачей, включающей обоснованный подбор материалов под конкретные условия эксплуатации, а также проведение коррозионного мониторинга, позволяющего контролировать и прогнозировать скорость коррозии, сроки службы, определять эффективность, результативность и целесообраз-

ность использования применяемых антикоррозионных мероприятий.

Целью данной работы является обобщение информации об основных механизмах разрушения металла НКТ и промысловых трубопроводов, методах их лабораторного моделирования и мониторинга в процессе эксплуатации.

Механизмы разрушения

Все виды коррозионных процессов по месту расположения можно разделить на две основные группы:

- коррозия внутренней поверхности (при контакте с рабочей перекачиваемой средой);
- коррозия наружной поверхности (при контакте с окружающей средой: грунт, электролит, воздух).

По характеру коррозионного разрушения металла различают общую (сплошную) и локальную (язвенную) коррозию, классификация которых является общепризнанной. Наиболее опасными из них являются механизмы, способствующие значительному (до 10 раз и более) увеличению локальной скорости коррозии. К таким видам разрушения относятся: стресс-коррозия или коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН), язвенная или питтинговая коррозия. Такие повреждения очень трудно обнаружить из-за малых размеров, а также из-за заполнения полостей продуктами коррозии [2].

На рисунке 1 представлен пример локального (язвенного) разрушения металла НКТ, изготовленной по ГОСТ Р 52203 (группа прочности Кс, марка стали 25ГЮ). Нарботка представленного фрагмента НКТ составила 180 сут. Коррозионное разрушение металла развивается по механизмам общей и язвенной коррозии (рисунок 1). Локальное увеличение скорости коррозии обусловлено протеканием коррозионных процессов по механизму классической углекислотной коррозии, осложненной присутствием в транспортируемой среде коррозионно-активных соединений серы и хлора. В виду неоднородности структуры металла, которая характеризуется высокой полосчатостью, а также неполным завершением процессов перлитного превращения, в стали происходит образование гальванопар, способствующих увеличению скорости коррозии до 11 мм/год.

Рисунок 1. Коррозионное разрушение металла НКТ Ø 73 × 5,5 мм после 180 сут эксплуатации

На рисунке 2 представлен частный случай углекислотной коррозии — мейза-коррозии, характерной как для НКТ, так и для промышленных трубопроводов. Мейза-коррозия характеризуется обширными площадями локальных коррозионных повреждений, которые пересекаются с площадями металла, незатронутыми коррозией. Механизм мейза-коррозии является достаточно изученным и заключается в следующем: вследствие присутствия углекислоты на поверхности металла образуются карбонатные минеральные отложения, которые частично удаляются потоком. Участки металла с отслоившимся осадком становятся анодами, а катодная стадия протекает на сохранившихся отложениях. Таким образом, на поверхности металла образуются активные коррозионные гальванические пары, приводящие к растворению анодов с экстремально высокими скоростями [6].

Рисунок 2. Фрагмент водовода Ø 219 × 18 мм после 1316 сут эксплуатации

Еще одним специфичным видом коррозии, характерной для нефтепроводных труб, является канавочная или ручейковая коррозия (рисунок 3). Протекание ручейковой коррозии обусловлено взаимодействием металла трубы и перекачиваемой коррозионно-активной среды, которая содержит механические примеси. Коррозионно-эрозионное воздействие

начинается с момента преобладания инерционных сил потока над силами адгезии неразрывимых продуктов, т.е. скоростной поток транспортируемой среды, содержащий механические примеси, способствует эрозионному разрушению слоя отложений и продуктов коррозии со стенок водовода. В результате происходит обнажение металла и его переход в электрохимически активное состояние с образованием гальванической пары между обнаженным участком и остальной поверхностью трубы.

Цикличность процессов отслаивания продуктов коррозии в результате воздействия среды приводит к интенсификации процесса коррозии вплоть до полного разрушения металла трубы.

Рисунок 3. Фрагмент водовода Ø 114 × 12 мм после эксплуатации в течение 894 сут

Следующим распространенным механизмом разрушения металла нефтепромысловых труб является коррозия, осложненная присутствием в транспортируемой среде бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза. К бактериям коррозионно-опасного нефтяного биоценоза относятся: анаэробные сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) и аэробные группы бактерий (тионовые бактерии (ТБ), железоокисляющие бактерии (ЖБ), углеводородокисляющие бактерии (УОБ)) [7].

Пример разрушения металла НКТ под действием СВБ представлен на рисунках 4, 5. Бактерии, находящиеся в транспортируемой среде, оседают и закрепляются на поверхности труб в местах шероховатостей или дефек-

тов поверхностей. Прикрепляясь на поверхности металла, бактерии в благоприятных для них условиях начинают расти и размножаться, образуя колонии клеток. Непосредственно само ускорение процесса растворения металла трубы обусловлено тем, что внутри язвы происходят процессы, связанные с деятельностью дифференцированно аэрирован-

ной ячейки и с катодной деполяризацией сульфидом железа, образующегося при взаимодействии с репродуцированным в результате жизнедеятельности бактерий (СВБ) сероводородом. Процесс бактериальной коррозии сложен, подробно особенности протекания микробиологической коррозии представлены в работе [8].

Рисунок 4. Фрагмент НКТ Ø 73 × 5,5 мм после 66 сут эксплуатации

Рисунок 5. Морфология продуктов коррозии НКТ

Таблица 1. Химический состав продуктов коррозии

Элемент \ № точки		C*	O	S	Cr	Cl	Mn	Si	Ca	Fe
1	Масс. %	12,12	11,90	32,68	—	—	—	1,75	1,83	39,71
	Ат. %	28,11	20,72	28,38	—	—	—	1,73	1,27	19,80
2	Масс. %	16,04	43,34	0,55	0,25	0,39	1,64	1,71	3,74	32,34
	Ат. %	27,58	55,97	0,36	0,10	0,23	0,62	1,25	1,93	11,97

а)

б)

Рисунок 6. Разрушение металла по механизму КРН (фрагмент газопровода Ø 457 × 20,62 мм после 245 сут эксплуатации в составе трубопровода сырого газа)

Наиболее опасными видами разрушения являются сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) и водородное растрескивание (ВР). В работе [7] подробно рассмотрен механизм СКРН на примере насосно-компрессорной трубы после эксплуатации в течение 30 сут. В данной статье рассмотрим пример коррозионного рас-

трескивания под напряжением фрагмента газопровода Ø 457 × 20,62 мм после 245 сут эксплуатации в составе трубопровода сырого газа (рисунок 6). Перепад рабочих температур (от минус 1,6 °С до плюс 60 °С) способствует образованию конденсата на внутренней поверхности трубы, который, являясь электролитом, инициирует процессы электрохимиче-

ской коррозии. Тогда процесс коррозии протекает при образовании гальванопары между сульфидами железа (Fe_xS_y), образующимися на поверхности металла в результате окисления, и сталью. Продуктами коррозии являются сульфиды железа и водород, часть которого молизуется и переносится в транспортируемую среду, часть адсорбируется поверхностью металла и диффундирует в кристаллическую решетку, что, в свою очередь, при взаимодействии с внутренними и внешними напряжениями приводит к охрупчиванию стали и появлению в металле трещин [9].

Методы коррозионных испытаний

Большое разнообразие механизмов коррозионного разрушения применяемых труб подтверждает необходимость тщательного подбора трубной продукции для конкретных условий эксплуатации. На сегодняшний день наибольшее распространение (в качестве критериев выбора материалов) среди изготовителей трубы, лабораторий и потребителей получили лабораторные коррозионные испытания.

Лабораторные испытания на стойкость сталей к углекислотной коррозии на данный момент не имеют единого стандарта. В отрасли активно используются методики коррозионных испытаний следующих организаций: Самарский инженерно-технический центр, Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности, НИПЦ «НефтеГазСервис», которые предполагают испытания в статичной модельной среде (моделирование общей коррозии). Подробный анализ параметров проведения испытаний перечисленных методик представлен в работе [10].

В лаборатории ООО «НИПЦ «Самара» были проведены опыты по определению скорости коррозии образцов трубной продукции из стали 20 после различных режимов термической обработки по следующей методике: в среду 3 %-ого раствора NaCl помещались образцы, после чего осуществлялось насыщение углекислым газом. Температура испытаний составляла $23 \pm 3^\circ\text{C}$, время выдержки 120 ч. Коррозионную стойкость оценивали по потере массы образцов с единицы поверхности за время нахождения в агрессивной среде.

Скорости коррозии, полученные в лабораторных условиях, изменяются в пределах от 1,06 до 1,63 мм/год, статистическая обработка экспериментальных данных показала доста-

точно высокую воспроизводимость эксперимента: разброс значений не превышал 0,1 %.

Испытания показали, что даже одна и та же сталь показывает существенный разброс скорости коррозии в зависимости от режимов термообработки, которая, как правило, не регламентируется стандартами на трубную продукцию или является необязательным требованием для исполнения и контроля, при этом полученные результаты демонстрируют необходимость тщательного подбора не только материалов НКТ и промышленных трубопроводов, но и процесса их изготовления.

Наиболее опасным по степени распространения разрушения является сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением. Коррозия под воздействием высокосернистой среды представляет собой разрушение металла, происходящее в результате совместного действия растягивающих напряжений и коррозионно-агрессивной среды [11]. К характерным признакам сероводородного растрескивания можно отнести: хрупкое разрушение без наличия пластических деформаций, а также наличие множественных очагов зарождения трещин на поверхности излома [12]. Особую опасность данный вид коррозии представляет тем, что при протекании инкубационного периода обнаружить наличие мелких трещин весьма затруднительно, поэтому разрушение может произойти мгновенно даже при минимальной потере металла. Стоит отметить, что инициатором очагов зарождения трещин могут выступать неметаллические включения, такие как сульфиды и оксиды, но в основном зарождение коррозионных микротрещин развивается в местах с повышенной концентрацией напряжений (царапины, неровности, валики сварных швов) [13].

Наибольшее распространение для оценки стойкости стали к СКРН получила методика NACE TM0177. Стандарт NACE TM0177 посвящен испытанию металлов на сопротивление разрушению от растрескивания под комбинированным воздействием растягивающего механического напряжения и коррозии в водных средах, содержащих сероводород (H_2S) [12]. Данный стандарт включает в себя проведение лабораторных испытаний по различным методам (А, В, С, D), которые отличаются: типом оборудования для нагружения испытуемых образцов, а также формой и геометрическими параметрами самих образцов.

Результаты проведенных лабораторных испытаний позволяют осуществить сравнительную оценку стойкости сталей между собой, а также сформулировать необходимые технические требования к металлам и сплавам, эксплуатирующимся в H_2S -содержащей среде.

Рассмотренные методы, как отмечается выше, позволяют смоделировать разрушающее воздействие коррозионно-агрессивных компонентов среды, однако не учитывают совместное влияние компонентов в определенных условиях эксплуатации. Для этих целей разрабатываются методики автоклавных испытаний, позволяющие варьировать в широком диапазоне концентрации агрессивных компонентов в жидкой фазе (CO_2 и H_2S), а также проводить испытания при различных температурах и давлении, моделируя среды, максимально близкие к реальным условиям эксплуатации.

Коррозионный мониторинг

Для подтверждения эффективности внедряемых разработок, методов защиты и используемых материалов в условиях их последующей реальной эксплуатации, либо максимально к ним приближенных, применяются методы коррозионного мониторинга, опытно-промышленные испытания (ОПИ) и подконтрольную эксплуатацию объектов.

Одной из основных структурных единиц комплексной системы коррозионного мониторинга является узел контроля коррозии, представляющий собой место в трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами замера скорости коррозии и отбора проб для анализов транспортируемой продукции.

Наибольшее распространение получили методики контроля коррозии гравиметрическим методом с применением образцов-свидетелей. Гравиметрический метод при своей простоте, дешевизне и возможности применения в любых средах имеет невысокую чувствительность и запаздывающий результат, а также практически дискретный интегральный характер получаемого результата. Данный метод не учитывает состояние внутренней поверхности реальной трубы, имеющей несовершенства, а также образованные в процессе эксплуатации, на ее поверхности осадки и отложения, вызывающие локальные концентраторы, способствующие ускоренному протеканию коррозионных процессов в этих областях по электрохимическому механизму за

счет образования локальных микро- и макrogальванопар.

Следующий метод мониторинга коррозии, используемый для оценки остаточной толщины стенки и расчета скорости коррозии, — метод ультразвукового контроля (УЗК). Ультразвуковая система контроля эрозии и коррозии стенок наземных и подземных трубопроводов отличается модульной конструкцией, простотой установки и высокой точностью. Врезка в трубу при таком методе контроля не требуется, что не препятствует проведению регламентных работ внутри объекта.

Недостатком является то, что данный метод показывает общую фоновую потерю металла, а причиной отказа трубопровода, как правило, является язвенная локальная коррозия, протекающая со скоростями, значительно превышающими общую фоновую коррозию. Однако, тем не менее, данный метод широко применим и информативен, позволяя выявлять факторы, влияющие на интенсификацию коррозии и показывая общие коррозионные тенденции, протекающие в системе.

Наиболее трудоемким, однако обладающим большей информативностью, является метод внутритрубной диагностики (ВТД), который основан на использовании специальных внутритрубных диагностических дефектоскопов ультразвуковых или магнитных, а также комбинированных, движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта. Особенностью данного метода является то, что перед проведением ВТД необходима очистка внутренней поверхности трубопровода с использованием очистных скребков, а также преддиагностического обследования трубопровода скребком-калибром с целью определения минимального проходного сечения линейной части трубопровода и оценки его готовности к пропуску дефектоскопов.

При этом метод ВТД имеет ряд значимых неоспоримых достоинств при изучении и контроле коррозионных повреждений: возможность обследования большой протяженности трубопровода, выявление большинства коррозионных поражений и определение их вида (в том числе язвенного типа) и геометрических размеров, определение распределения дефектов по длине трубопровода, позволяя выполнять обширный статистический анализ роста и распределения коррозионных повреждений.

На рисунке 7 представлены данные по коррозионному мониторингу трубопровода (месторождение Самарской области) за время подконтрольной эксплуатации методом ВТД с использованием внутритрубного ультразвукового дефектоскопа после эксплуатации 566 сут (ВТД-2), после эксплуатации 942 сут (ВТД-3) и после эксплуатации 1313 сут (ВТД-4).

При этом проводился сравнительный анализ труб из стали двух марок. Объект испытаний был разделен на 4 участка: сталь № 1 —

участок № 1 протяженностью 395 м и участок № 3 протяженностью 396 м и сталь № 2 — участок № 2 протяженностью 280 м и № 4 протяженностью 398 м. Общая протяженность опытного трубопровода составила 1469 м. Полученные результаты представлены в виде распределения дефектов, классифицируемых как потеря металла внутренней поверхности трубы, по глубине и протяженности трубопровода, зафиксированных на каждом межконтрольном интервале проведения ВТД.

Рисунок 7. Распределение дефектов по глубине и протяженности трубопровода, зафиксированных за каждый межконтрольный интервал

Следует отметить, что распределение дефектов носит нелинейный характер как по длине трубопровода, так и по времени их образования. Так, за первый межконтрольный интервал количество дефектов и их глубина равномерно распределены по контрольным участкам и не превышает 0,54 мм (что соответствует скорости коррозии 0,35 мм/год).

За второй межконтрольный интервал наблюдается существенное увеличение количества вновь образованных дефектов и их глубины, особенно на 1 и 2 контрольном участке. Максимальные потери металла для вновь появившихся дефектов составили 4,08 мм (что соответствует скорости коррозии 3,96 мм/год).

По результатам ВДТ-4 (третий межконтрольный интервал) максимальное количество дефектов образовалось на 3 и 4 участках. Столь существенное изменение динамики образования и роста дефектов может быть обусловлено дополнительным притоком транспортируемой среды (на участке 670–700 м), что могло привести к изменению физико-химического состава среды, а также гидродинамических характеристик потока. Максимальные потери металла вновь появившихся дефектов составили 2,20 мм (что соответствует скорости коррозии 2,16 мм/год).

За первый межконтрольный интервал ВДТ-1 — ВДТ-2 (566 с) наблюдается незначительная потеря металла, однако после проведения ВДТ-2 наблюдается резкое увеличение потери металла на всех участках трубопровода.

Вероятнее всего, проведение внутритрубных диагностик отрицательно сказывается на потере металла трубопровода, значительно интенсифицируя и ускоряя коррозионные процессы локального язвенного типа за счет влияния на внутреннюю поверхность трубопровода при проведении очистки, шаблонирования и измерения в процессе ВТД. Увеличение потери металла за межконтрольные интервалы проведения ВТД-3 и ВТД-4 (747 сут эксплуатации) составляет более 700 % по сравнению с потерей металла за межконтрольный интервал до ВТД-2 (566 сут эксплуатации).

Рассмотрим сходимость различных методов коррозионного мониторинга на примере проведения опытно-промышленных испытаний на байпасном стенде низконапорного водовода Лекхарьягинского месторождения.

Во время проведения ОПИ испытательного участка трубопровода применялась комплексная диагностика, включающая в себя: узел контроля коррозии с использованием обособленных пассивных элементов (образцов-свидетелей), выполненных из того же материала, что и катушки, включенные в состав стенда, а также контроль толщины стенки методом УЗК с последующим комплексным лабораторным исследованием 100 % внутренней поверхности после завершения ОПИ.

На рисунке 8 представлена схема байпасного стенда, состоящего из трех катушек (двух испытательных из стали одной марки и одной контрольной катушки из стали другой марки).

Рисунок 8. Схема байпасного стенда

Контроль коррозии установленных образцов-свидетелей производился гравиметрическим методом. Замеры остаточной толщины стенки производились в контрольных точках УЗК, ранее нанесенных на внешнюю поверхность исследуемых участков трубопровода. Каждый исследуемый участок трубопровода содержал 160 стационарных точек УЗК (8 ря-

дов по 20 точек в ряду), расположенных на равном удалении друг от друга.

После проведения испытаний на трубопроводе катушки были изъятые и разрезаны на сегменты с целью исследования коррозионных повреждений на внутренней поверхности в лабораторных условиях, а также оценки локальной скорости коррозии.

Наиболее интенсивные коррозионные повреждения наблюдались на нижней образующей катушек. Кроме того, ни одна из язв не совпала с точкой проведения внешнего УЗК

(рисунок 9). Результаты замеров скоростей коррозии, определенных разными методами в рамках проведения данного ОПИ, приведены в таблице 2.

Рисунок 9. Внутренняя поверхность испытательных катушек после ОПИ

Таблица 2. Скорости коррозии

Марка стали	Скорость коррозии по результатам УЗК, мм/год	Фоновая скорость коррозии гравиметрическим методом, мм/год	Результаты прямых измерений, мм/год
1	0,27	0,86	6,56
2	0,12	0,17	3,08

Результаты прямых измерений, произведенных в лабораторных условиях, образовавшихся коррозионных повреждений на внутренней поверхности катушек показали, что значения реальной скорости коррозии трубопровода значительно превышают значения, зафиксированные при помощи образцов-свидетелей гравиметрическим методом и методом УЗК. Данная разница в полученных значениях вызвана спецификой и недостатками применяемых методов контроля, что необходимо учитывать при формировании программы ОПИ и проведении коррозионного мониторинга.

Вывод

Коррозионный процесс является сложной многофакторной системой, зависящей от комплекса переменных внешних и внутренних факторов, и требующий такого же комплексного подхода при контроле и изучении. Ни один из перечисленных методов, используемых для мониторинга и исследования коррозии, не является универсальным. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки, обусловленные спецификой полученных данных

и рядом ограничений в своей применимости. Поэтому одним из основных принципов при проектировании и построении эффективной системы защиты от коррозии является одновременное комплексное использование нескольких методов измерения и диагностики, позволяющих контролировать и прогнозировать динамику развития коррозионных повреждений и срок службы трубопровода в зависимости от технологических параметров эксплуатации, своевременно проводить корректирующие мероприятия по оптимизации применяемых антикоррозионных мер, позволяя тем самым продлить срок службы трубопроводов, снизить удельную аварийность и минимизировать экономические затраты и потери при проведении неэффективных антикоррозионных мероприятий и ремонте, обеспечивая максимально безопасную эксплуатацию и целостность нефтепромысловых трубопроводов, что особенно актуально на наиболее ответственных участках, а также участках с потенциально высоким риском развития коррозионных процессов.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чупрова Л.В., Муллина Э.Р., Ершова О.В., Мишурина О.А. Исследование факторов, влияющих на коррозию электрооборудования, эксплуатируемого в условиях агрессивной окружающей среды // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 2. С. 141–149.

2. Чэнь Цюнь. Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. 149 с.

3. Гаврилюк Ю.А., Агафонов А.А., Назаров Д.А., Миллер В.К. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Научно-

технический вестник «НК «Роснефть». 2014. № 1 (34). С. 44–47.

4. Павлова П.Л. Исследование коррозионных отложений в резьбовых соединениях насосно-компрессорных труб // Studylib. URL: https://ws.studylib.ru/doc/767231/udk-622.27-issledovanie-korrozionnyh-otlozhenij-v-rez._bovy (дата обращения: 12.06.2020).

5. Кармачев Д.П. Анализ статистических данных об отказах промысловых трубопроводов // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сб. науч. тр. VI Междунар. конф. Томск: Изд-во ТПУ, 2019. С. 26–31.

6. Маркин А.Н., Низамов В.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 187 с.

7. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуатации насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда // Коррозия «Территории «Нефтегаз». 2018. № 2 (40). С. 50–54.

8. Борисенкова Е.А., Сачкова Е.Н., Иоффе А.В. О механизме микробиологической коррозии сталей нефтепромыслового оборудования в условиях эксплуатации и в лаборатории // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2013. № 3 (39). С. 99–104.

9. Баев К.Е., Лебедев Д.О., Воронин К.С. Сероводородная коррозия трубопроводов и современные способы антикоррозионной защиты // Нефтегазовый терминал: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф. им. профессора Н.А. Малышина. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. С. 31–35.

10. Борисенкова Е.А. Разработка и применение методов исследования влияния состава и структуры материалов стальных труб на коррозионную стойкость в нефтяных средах: дис. ... канд. техн. наук. Пенза: Изд-во ПГУ, 2016. 198 с.

11. Бутусов Д.С., Егоров С.И., Завьялов А.П., Ляпичев Д.М. Коррозионное растрескивание под напряжением газопроводов. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 80 с.

12. NACE TM-0177-2005. Стандартный метод испытаний. Лабораторные испытания металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением в H₂S-содержащих средах. NACE International, 2005. 39 с.

13. Карпенко Г.В., Василенко И.И. Коррозионное растрескивание сталей. Киев: Техника, 1971. 191 с.

REFERENCES

1. Chuprova L.V., Mullina E.R., Ershova O.V., Mishurina O.A. Issledovanie faktorov, vliyayushchikh na korroziyu elektrooborudovaniya, ekspluatiruemogo v usloviyakh agressivnoi okruzhayushchei sredy [Study of Factors Affecting the Corrosion of Electrical Equipment Operating in Aggressive Environments]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya — Modern Problems of Science and Education*, 2014, No. 2, pp. 141–149. [in Russian].

2. Chen Tsyun. *Sovershenstvovanie passivnoi sistemy zashchity truboprovodov ot korrozii: dis. kand. tekhn. nauk* [Improvement of Passive Pipeline Corrosion Protection

System: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 2017. 149 p. [in Russian].

3. Gavriluk Yu.A., Agafonov A.A., Nazarov D.A., Miller V.K. Opyt primeneniya stekloplastikovykh NKT na mestorozhdeniyakh OAO «Udmurtneft» [Case History of Fiber-Glass Pipes at the Fields of Udmurtneft JSC]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik «NK «Rosneft» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2014, No. 1 (34), pp. 44–47. [in Russian].

4. Pavlova P.L. *Issledovanie korrozionnykh otlozhenii v rez'bovykh soedineniyakh nasosno-kompressornykh trub* [Study of Corrosion Deposits in Threaded Connections of Tubing Pipes]. Studylib. URL: https://ws.studylib.ru/doc/767231/udk-622.27-issledovanie-korrozionnyh-otlozhenij-v-rez._bovy (accessed 12.06.2020). [in Russian].

5. Karmachev D.P. Analiz statisticheskikh dannykh ob otkazakh promyslovykh truboprovodov [Failure Statistics Data Analysis of Pipelines]. *Sbornik nauchnykh trudov VI Mezhdunarodnoi konferentsii «Informatsionnye tekhnologii v nauke, upravlenii, sotsial'noi sfere i meditsine»* [Collection of Scientific Papers of the VI International Conference «Information Technologies in Science, Management, Social Sphere and Medicine»]. Tomsk, TPU Publ., 2019, pp. 26–31. [in Russian].

6. Markin A.N., Nizamov V.E. SO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya [CO₂ Corrosion of Oilfield Equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 187 p. [in Russian].

7. Knyazeva Zh.V., Yudin P.E., Petrov S.S., Maksimuk A.V., Prokudin A.V. Osobennosti ekspluatatsii nasosno-kompressornykh trub v usloviyakh skvazhin korrozionnogo fonda [Features of the Operation of Tubing Pipes in the Conditions of Wells with a Corrosive Fund]. *Korroziya «Territorii «Neftegaz» — Corrosion «Oil and Gas Territory»*, 2018, No. 2 (40), pp. 50–54. [in Russian].

8. Borisenkova E.A., Sachkova E.N., Ioffe A.V. O mekhanizme mikrobiologicheskoi korrozii stalei neftepromyslovogo oborudovaniya v usloviyakh ekspluatatsii i v laboratorii [The Microbiological Corrosion Mechanism of Oil and Gas Pipelines in the Field and Laboratory Experiments]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki — Vestnik of Samara State Technical University. Technical Sciences Series*, 2013, No. 3 (39), pp. 99–104. [in Russian].

9. Baev K.E., Lebedev D.O., Voronin K.S. Serovodородnaya korroziya truboprovodov i sovremennye sposoby antikorrozionnoi zashchity [Hydrogen Sulfide Corrosion of Pipelines and Modern Methods of Corrosion Protection]. *Sbornik nauchnykh trudov mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii imeni professora N.A. Mal'yushina «Neftegazovyi terminal»* [Collection of Scientific Papers of the International Scientific and Technical Conference Named after Professor N.A. Mal'yushin «Oil and Gas Terminal»]. Tyumen, Tyumenskii industrial'nyi universitet Publ., 2019, pp. 31–35. [in Russian].

10. Borisenkova E.A. *Razrabotka i primeneniye metodov issledovaniya vliyaniya sostava i struktury materialov stal'nykh trub na korrozionnyuyu stoikost' v neftyanykh sredakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Development and Application of Methods for Studying the Effect of the Composition and Structure of Steel Pipes Materials on Corrosion Resistance in Oil Environments: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Penza, PGU Publ., 2016. 198 p. [in Russian].

11. Butusov D.S., Egorov S.I., Zavyalov A.P., Lypichev D.M. *Korrozionnoe rastreskivanie pod napryazheniem gazoprovodov* [Stress Corrosion Cracking of Gas Pipelines]. Moscow, Izdatel'skii tsentr RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina Publ., 2015. 80 p. [in Russian].

12. NACE TM-0177-2005. *Standartnyi metod ispytani. Laboratornye ispytaniya metallov na soprotivlenie sulfidnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem v H₂S-*

soderzhashchikh sredakh [NACE TM-0177-2005. Standard Test Method. Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking in H₂S-Containing Environments]. NACE International, 2005. 39 p. [in Russian].

13. Karpenko G.V., Vasilenko I.I. *Korrozionnoe rastreskivanie stalei* [Stress Corrosion Cracking of Steels]. Kiev, Tekhnika Publ., 1971. 191 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Петров Сергей Степанович, канд. физ.-мат. наук, начальник аналитического отдела, ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация

Sergey S. Petrov, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Head of Analytical Department, SPC «Samara» LLC, Samara, Russian Federation

e-mail: Petrov@npcsamara.ru

Васин Роман Александрович, начальник отдела инспекционного контроля и коррозионного мониторинга, ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация

Roman A. Vasin, Head of Inspection Control and Corrosion Monitoring Department, SPC «Samara» LLC, Samara, Russian Federation

e-mail: Vasin@npcsamara.ru

Князева Жанна Валерьевна, ведущий научный сотрудник, ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация

Zhanna V. Knyazeva, Leading Researcher, SPC «Samara» LLC, Samara, Russian Federation

e-mail: Knyazeva@npcsamara.ru

Андрьянов Дмитрий Игоревич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник, ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация

Dmitry I. Andriyanov, Candidate of Engineering Sciences, Leading Researcher, SPC «Samara» LLC, Samara, Russian Federation

e-mail: Andriyanov@npcsamara.ru

Сургаева Екатерина Сергеевна, научный сотрудник ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация

Ekaterina S. Surgaeva, Researcher, SPC «Samara» LLC, Samara, Russian Federation

e-mail: Gavriluk@npcsamara.ru