

УДК 620.193:622.276

П.Е. Юдин^{1,2}, e-mail: e-mail: office@nrcsamara.ru; С.С. Петров¹; А.В. Максимук¹; Ж.В. Князева¹; А.В. Прокудин³¹ ООО «Научно-производственный центр «Самара» (Самара, Россия).² ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» (Самара, Россия).³ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (Когалым, Россия).

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ СКВАЖИН КОРРОЗИОННОГО ФОНДА

В статье рассмотрены основные причины отказов насосно-компрессорных труб в процессе эксплуатации на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», такие как общая и локальная углекислотная коррозия, осложненная присутствием различных агрессивных компонентов, коррозионно-эрозионный износ, коррозионное растрескивание, наличие дефектов производства. Приведена сравнительная характеристика наиболее эффективных на сегодняшний день способов увеличения сроков эксплуатации насосно-компрессорных труб.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, насосно-компрессорная труба, наработка на отказ, биоценоз, коррозионно-эрозионный износ, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, водородное растрескивание, ингибитор, высоколегированная сталь, противокоррозионное покрытие.

В мире коррозия ежегодно приводит к колоссальным убыткам, причем основной ущерб, причиняемый ею, заключается не в потере металла как такового (в мире до 20 % металла в год «уходит» именно в коррозионные отходы), а в разрушении дорогостоящих изделий и оборудования. Еще больший ущерб наносят косвенные потери при простоях оборудования при замене прокорродировавших деталей и узлов, утечке нефти и газа, нарушении технологических процессов. В нашей стране нет официальной статистики, которая отражала бы экономический ущерб от коррозии, но, по некоторым оценкам, он составляет не менее 5 % от ВВП [1]. В настоящее время наибольшее распространение получил механизированный способ добычи нефти, при котором значительному коррозионному воздействию подвергаются насосно-компрессорные



Рис. 1. Углекислотная коррозия НКТ (Нонг-Еганское месторождение, скв. 3186Н, к.п. № 45)

трубы (НКТ), по которым добываемый продукт доставляется на поверхность. Интенсивная коррозия является одной из основных причин отказов НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах. Низкие показатели наработки на отказ НКТ приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи, в связи с чем подбор оптимального средства за-

щиты от коррозии является основным критерием для обеспечения надежности и функционирования оборудования.

В статье представлены результаты анализа большого количества отказов НКТ, а также рассмотрены основные направления повышения коррозионной стойкости оборудования.

АНАЛИЗ ПРИЧИН РАЗРУШЕНИЯ

Для условий эксплуатации НКТ главную опасность представляют общая и локальная коррозия, протекающие по классическому электрохимическому типу. При этом классический механизм зачастую осложнен дополнительными факторами, такими как присутствие продуктов жизнедеятельности бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза, наличие хлора, механических примесей и пр.

Таблица 1. Химический состав продуктов коррозии (рис. 2), масс. %

Элемент/№ точки	C*	O	Cl	Mn	Fe
1	5,67	32,90	–	1,60	59,83
2	2,16	18,70	16,68	1,06	61,39

Таблица 2. Результаты микробиологических исследований

№	Группа микроорганизмов	Сульфатовосстанавливающие бактерии	Тионовые (сероокисляющие) бактерии	Угледородоокисляющие бактерии	Железоокисляющие бактерии
1	Кол-во клеток в 1 г	103	103	104	103
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Род	Desulfotomaculum	Thiosphaera	Acinetobacter	Leptothrix

Яркий пример углекислотной коррозии насосно-компрессорной трубы представлен на рис. 1. Продукты коррозии при этом помимо карбонатов железа включают соединения хлора (рис. 2, табл. 1). Эксплуатация данного объекта осуществлялась в условиях Нонг-Еганского месторождения (скв. 3186Н, к.п. № 45), наработка на отказ составляет всего 237 сут.

Последствия воздействия нефтяного биоценоза на металл насосно-компрессорных труб представлены на рис. 3. В процессе эксплуатации происходит локальное избирательное разрушение металла трубы. Наблюдаемые язвы обусловлены коррозионными процессами, осложненными продуктами жизнедеятельности бактерий (биоценоз). Все группы бактерий обнаружены в большом для бактериальной коррозии количестве 103–104 клеток в 1 г соскоба и с высоким индексом активности 100 % (появление признаков биохимической активности в питательной среде на 1-е сутки инкубации), что свидетельствует о благоприятных условиях жизнедеятельности для этих бактерий на месте эксплуатации исследуемого образца (табл. 2). Деятельность биоценоза усиливает химическую коррозию стали и приводит к образованию сквозных язв в течение короткого промежутка времени (наработка на отказ – 104 сут).

Еще одним характерным видом разрушения является коррозионно-

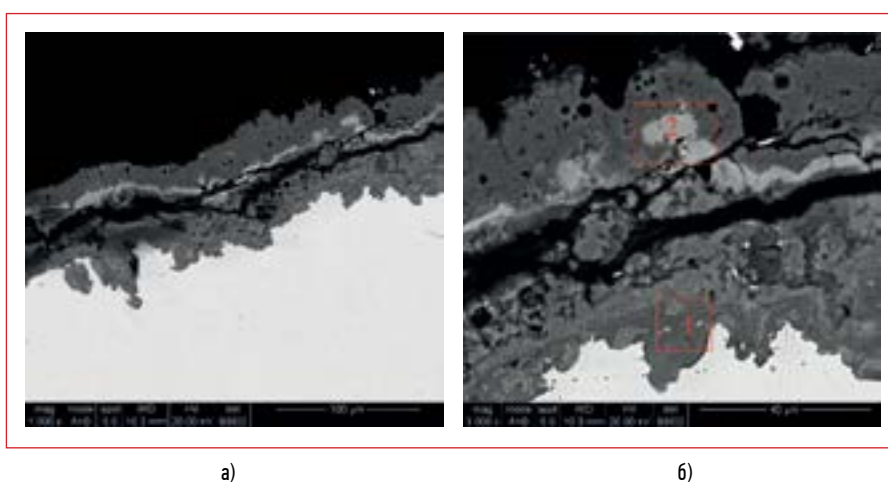


Рис. 2. Морфология продуктов коррозии (Нонг-Еганское месторождение, скв. 3186Н, к.п. № 45): а) увеличение x2000; б) увеличение x3000. Точки 1, 2 – области определения химического состава (рис. 2)



Рис. 3. Углекислотная коррозия НКТ, осложненная продуктами жизнедеятельности бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза (Усинское месторождение)

эрозионный износ, проявляющийся в одновременном воздействии коррозионной среды и механических примесей. Коррозионно-эрозионное воздействие среды начинается с момента преобладания инерционных сил потока над силами адгезии нерастворимых продуктов, которые образуются в результате коррозии и обладают защитными свойствами [2]. В результате про-

исходит обнажение металла и его переход в электрохимически активное состояние с образованием макрогальванической 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.

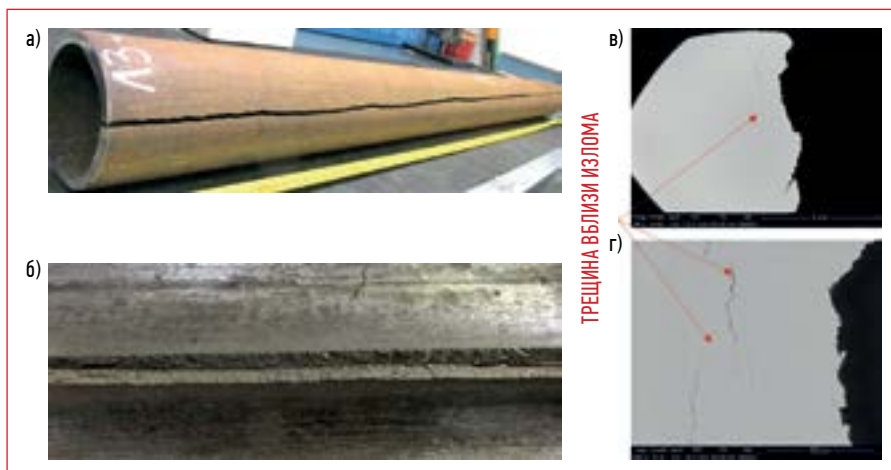


Рис. 4. Разрушение НКТ по механизму СКРН: а) общий вид; б) профиль излома; в), г) микроструктура излома (Северо-Покачевское месторождение, скв. 1718, куст № 27А)

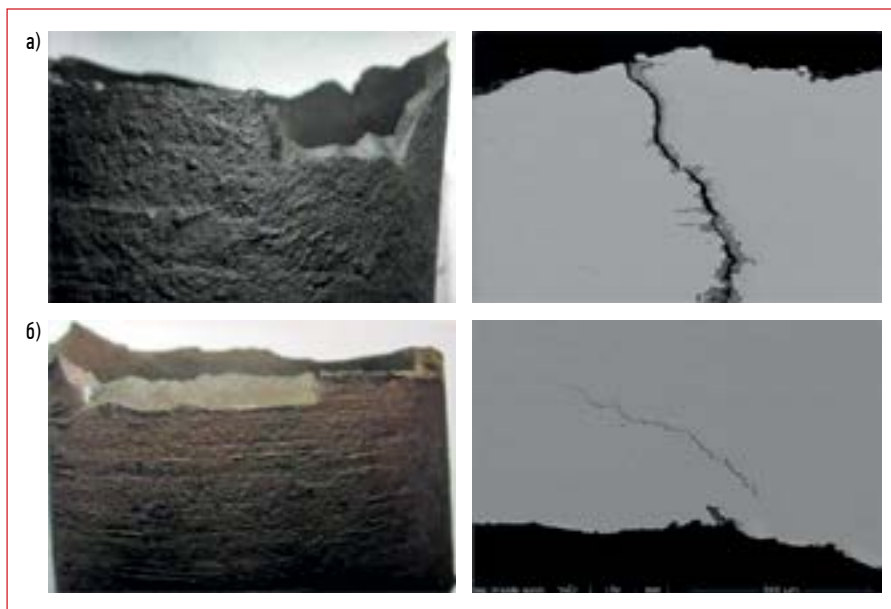


Рис. 5. Разрушение НКТ по механизму СКРН (Черноозерское месторождение): а) увеличение x500; б) увеличение x250

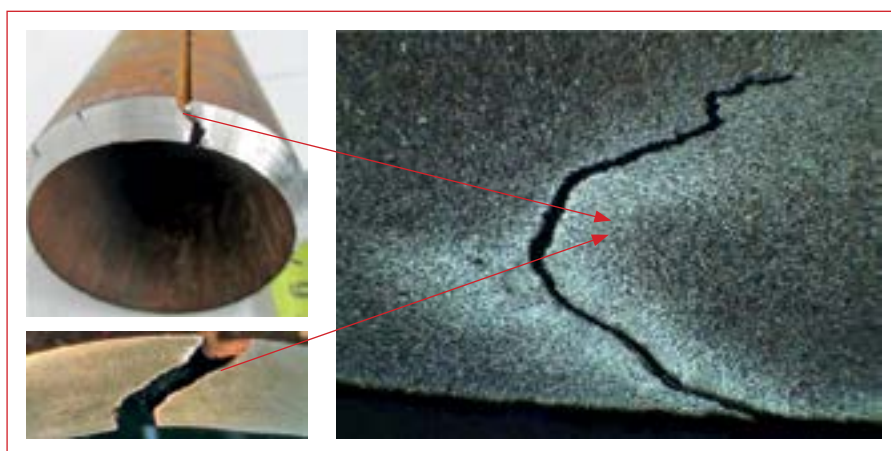


Рис. 6. Разрушение НКТ по причине наличия дефекта проката (Повховское месторождение, скв. 2225У, куст № 17ЮВ)

К числу наиболее опасных форм относят специфические виды сероводородной коррозии – сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) и водородное растрескивание (ВР) [3], развитие которых происходит лишь при наличии в среде сероводорода и воды. На рис. 4 представлен классический случай разрушения НКТ по механизму коррозионного растрескивания под напряжением, вызванный совместным воздействием коррозионно-активных компонентов среды и внутренних напряжений в металле НКТ. Эксплуатация данного объекта осуществлялась на скв. 1718, куст № 27А Северо-Покачевского месторождения, наработка на отказ – 30 сут. Аналогичные случаи отказа НКТ по механизму коррозионного растрескивания представлены на рис. 5. Стоит отметить увеличение случаев отказов насосно-компрессорных труб по причине наличия дефектов производства (дефекты проката/трубного передела). Например, причиной разрушения НКТ, представленной на рис. 6, является дефект прокатного происхождения – прокатная плена, трансформировавшаяся по закату, ориентированная в направлении проката. Разрушение патрубка произошло после запуска скв. 2225У Повховского месторождения, с предварительным контролем герметичности в виде проведения опрессовки, соответственно, наработка на отказ составляет 0 сут.

НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ

Комплекс мероприятий, направленных на повышение коррозионной стойкости оборудования, должен быть основан в первую очередь на данных о степени агрессивного воздействия среды, условий эксплуатации и свойствах применяемого материала [4].

Степень коррозионной активности добываемой продукции первоначально определяется составом

Таблица 3. Показатели коррозионной активности среды

Водная фаза	Содержание CO ₂ , ppm	Содержание H ₂ S, ppm	Скорость коррозии, мм/год	Класс среды
+	До 40	–	<0,025	Слабоагрессивная
+	–	До 20	<0,025	Слабоагрессивная
+	40–300	–	0,025–0,25	Среднеагрессивная
+	–	20–150	0,025–0,25	Среднеагрессивная
+	Свыше 300	–	>0,25	Сильноагрессивная
+	–	Свыше 150	>0,25	Сильноагрессивная

транспортируемой среды (содержание H₂S, CO₂, O₂, степень минерализации, наличием абразивных включений). Единая классификация коррозионной активности сред отсутствует, усредненные показатели степени коррозионной активности, основанные на данных нормативной документации [4–7], представлены в табл. 3.

Основные методы защиты нефтепромышленного оборудования от коррозии делятся на:

- химические – применение химических реагентов;

- физические – применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий, анодная защита;

- технологические – ограничение водопритока, снижение температуры жидкости, снижение скорости потока, предотвращение попадания кислорода и пр. [8].

Наиболее эффективными методами борьбы с коррозионным воздействием являются:

- 1) применение ингибиторов коррозии, т. е. веществ, химических соединений и их смесей, введение которых в агрессивную среду зна-

чительно снижает скорость коррозии металла. К ингибиторам коррозии относятся как неорганические вещества (силикаты, фосфаты), так и органические соединения, включающие кислород, азот, серу [9]. Несмотря на большое количество плюсов применения ингибиторов для защиты от коррозии (эффективность защитного действия, возможность применения на уже эксплуатируемых объектах в средне- и сильноагрессивных средах), существенными недостатками данного метода являются отсутствие

МОСКВА • ЦВК ЭКСПОЦЕНТР
4 - 6 МАРТА 2019

VI МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ
ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА



- НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ •
- ДЕФЕКТОМЕТРИЯ •
- МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ •
- ИСПЫТАНИЯ •
- ДИАГНОСТИКА •
- ОЦЕНКА РИСКА •
- ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА •



ОРГАНИЗАТОР:
РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ
КОНТРОЛЮ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ



универсальных реагентов для применения при многофакторном воздействии (состав транспортируемой среды, физико-химические свойства нефти, содержание асфальтосмолопарафинистых веществ, состав и количество механических примесей). Кроме того, данный метод является сравнительно дорогостоящим;

2) использование стали в коррозионностойком исполнении. Коррозионностойкие материалы включают стали и сплавы с различными легирующими добавками, замедляющими процесс коррозии. Данный способ повышения надежности подразумевает внедрение НКТ из высоколегированных сталей, поскольку на сегодняшний день применение низко- и среднелегированных сталей к конкретным результатам в плане повышения надежности не привело. Используются хромистые, хромоникелевые, хромоникельмарганцевые коррозионностойкие стали, которые могут быть дополнительно легированы молибденом, медью, кремнием, титаном, ниобием. Главным и существенным недостатком применения труб в коррозионностойком исполнении является их высокая стоимость [10];

3) использование неметаллических материалов (стеклопластик,

ПВХ, ПНД и др.) исключает проблему коррозионного разрушения, но при этом к эксплуатации таких материалов устанавливаются множественные ограничения, в числе которых температурные режимы эксплуатации, значения рабочего давления ввиду низких прочностных характеристик. Кроме того, существенным недостатком является сложность в изготовлении и ремонте разъемных соединений;

4) применение труб с антикоррозионными покрытиями является самым оптимальным способом защиты от коррозии. Применение внутренних покрытий позволяет снизить шероховатость внутренней поверхности, что обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока и, как следствие, способствует увеличению дебита скважин [11]. К преимуществам данного метода защиты также относятся отсутствие влияния на прочностные характеристики НКТ, отсутствие сужения проходного сечения, высокие барьерные свойства к воздействию CO_2 - и H_2S -содержащим средам, а также к растворам щелочей и кислот, стойкость к наличию бактерий и механическому износу. Недостатками являются ограничения эксплуатации по температурным

условиям, необходимость подбора материала с контролем качества. В настоящее время производители выпускают НКТ с оксидными, силикатно-эмалевыми и термодиффузионными цинковыми покрытиями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая преимущества и недостатки каждого способа, можно сделать вывод, что наиболее эффективным, простым и распространенным на сегодняшний день методом защиты от коррозии является применение защитных покрытий. Эффективность применения складывается из увеличения ресурса работы НКТ, снижения гидравлических потерь транспортируемого продукта, высоких барьерных свойств к воздействию агрессивных сред. В то же время ввиду разнообразия типов защитных покрытий остается актуальным вопрос о необходимости единых методик контроля качества.

В целом для достижения наилучшего результата перспективным будет комбинированное применение различных способов защиты от коррозии, выбор которых должен определяться исходя из условий эксплуатации нефтепромыслового оборудования и показателей агрессивности среды.

Литература:

1. Инновационные технологии в науке и образовании: материалы VII Междунар. науч.-практ. конф. Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. № 3 (7). 316 с.
2. Князев В.Н., Нагаев Р.Ф., Емельянов А.В. и др. Коррозионно-эрозионное разрушение внутренней поверхности трубопроводов ОАО «Белкамнефть» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2002. № 2 [Электронный источник]. Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bugay/Vugay_1.pdf (дата обращения: 23.07.2018).
3. Родионова И.Г., Митрофанов А.В., Тихонов С.М. и др. «Северкор» – современный прокат для нефтепромысловых трубопроводов // Инженерная практика. 2017. № 12. С. 38–44.
4. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293835/4293835924.htm> (дата обращения: 23.07.2018).
5. NACE SP 0106-2006. Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems [Электронный источник]. Режим доступа: <http://relisteeve.com/technicalinfo/sp0106-2006-internal-corrosion.pdf> (дата обращения: 23.07.2018).
6. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200081853> (дата обращения: 23.07.2018).
7. NACE RP 0775-2018. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. Texas: NACE Standards, 2018.
8. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 1. С. 18–25.
9. Крец В.Г., Шадрин А.В. Основы нефтегазового дела. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. 194 с.
10. Дудля Н.А., Кондратенко В.М., Кириченко Г.Н. Новые материалы для бурения, добычи и транспортировки углеводородов и повышения ресурса буровых насосов // WIERTNICTWO NAFTA GAZ. 2006. № 23/1. С. 163–173.
11. Трофимов А.С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин // Инженерная практика. 2012. № 1. С. 74.