

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ,
ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

3

2016

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 3 (27) / 2016

**Повышение надежности магистральных газопроводов,
подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением**

Издается с 2010 г.

ISSN 2306-8949

Учредитель Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

Свидетельство
о регистрации СМИ ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор *Б.А. Григорьев*, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора *В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия *М.А. Анисимов*, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научный редактор *И.В. Ряховских*, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Рецензенты *А.Б. Арабей*, к.т.н., ПАО «Газпром»
А.И. Маршаков, д.х.н., ИФХЭ РАН, ООО «Центр коррозионных испытаний»

Над номером работали

Ответственный редактор *Т.Г. Осияненко*
Редактор *А.Я. Стефанова*
Корректор *М.В. Бурова*
Перевод *А.Я. Стефанова*
Верстка *Н.А. Владимиров*
Дизайн *И.Ю. Белов, И.В. Шерстюк*

Адрес редакции пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 21.09.2016. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово научного редактора

Уважаемые коллеги!

Этот выпуск сборника «Вести газовой науки» посвящен явлению коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), или стресс-коррозии, – одному из основных видов повреждений протяженных систем подземных магистральных трубопроводов высокого давления. В ходе достаточно длительного изучения проблемы КРН ведущими мировыми научными школами разработаны модели, подробно описывающие процесс КРН стальных труб в зависимости от условий и параметров их эксплуатации. Однако отдельные аспекты данного явления до настоящего времени не исследованы. Причиной тому служат многофакторность явления, обусловленная значительным количеством параметров, закладываемых на всех этапах изготовления и эксплуатации трубопровода, а также масштабность протяженных систем магистральных газопроводов (МГ), подверженных стресс-коррозии.

Действующая в настоящее время Система управления техническим состоянием и целостностью ГТС ПАО «Газпром» обеспечивает должный контроль за стресс-коррозионным состоянием МГ. Тем не менее на сегодняшнем этапе острые экономические вызовы повышают значимость вопросов планирования и рационального распределения ресурсов, выделяемых на ремонт и восстановление газопроводов. В связи с этим адекватность существующих норм отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями приобретает особую актуальность в части уменьшения эксплуатационных затрат. Приходит осознание того, что требования к отбраковке стальных труб со стресс-коррозионными повреждениями следует дифференцировать в соответствии с их реальной опасностью.

Накопленные в России и за рубежом результаты экспериментальных исследований стресс-коррозии, включая соответствующие статистические закономерности, уже сегодня позволяют разработать ряд технических решений, направленных на повышение эксплуатационной надежности МГ. При этом сохраняется потребность дальнейшего совершенствования математической и физической моделей явления на базе фундаментальных исследований механизма КРН в околонейтральных грунтовых электролитах.

С целью выработки комплексных решений по поручению ПАО «Газпром» в период 25–26 мая 2016 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» состоялся II Научно-практический семинар «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением». В роли организатора выступил Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий как головная организация в области координации всех научно-исследовательских и экспериментальных работ ПАО «Газпром» по направлению повышения надежности и устойчивости МГ, подверженных КРН (п. 10 Протокола ОАО «Газпром» от 19.01.2015 № 03/08-6). Задача мероприятия – стать уникальной площадкой для обмена знаниями в области стресс-коррозии между специалистами администрации ПАО «Газпром», производственных подразделений дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром», научными сотрудниками вузов, научно-



**Илья Викторович
Ряховских, к.т.н.,
начальник Лаборатории
исследования процессов
коррозионного
растрескивания
под напряжением
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**

исследовательских институтов, работниками диагностических и ремонтных организаций, производителями инновационной продукции и технологий.

В рамках семинара прозвучали доклады по актуальным вопросам диагностирования, ремонта, эксплуатации подземных трубопроводов, подверженных КРН. По поручению ПАО «Газпром» (п. 14 Протокола от 31.08.2016 № 03/08-130) наиболее интересные из них в доработанном виде вошли в настоящий сборник в рамках следующих тематических направлений:

- результаты экспериментальных и натурных исследований КРН с учетом особенностей эксплуатации МГ;
- анализ, разработка и совершенствование нормативной документации в области эксплуатации, капитального ремонта и технического диагностирования МГ;
- формирование требований к продукции, материалам, оборудованию и технологиям, применяемым для строительства, технического диагностирования и ремонта МГ;
- разработка программного обеспечения, расчетных методов оценки прочности МГ с коррозионно-механическими повреждениями, а также опыт применения технологий машинного обучения при моделировании многофакторных систем;
- опыт применения разработок, призванных повысить надежность МГ, подверженных КРН.

В целом сборник представляет собой панораму современных взглядов на механизмы образования и развития КРН трубных сталей в околонейтральных электролитах в свете ретроспективного анализа отечественных и зарубежных исследований на данную тему. Обозначены актуальные направления дальнейших фундаментальных исследований механизма КРН стальных трубопроводов в грунтовых электролитах, в том числе с учетом стадийности процессов образования, развития и взаимодействия отдельных трещин в колониях.

Освещены вопросы оптимизации планирования работ по ремонту газопроводов ПАО «Газпром», включая комплексный анализ и систематизацию данных о стресс-коррозионных повреждениях МГ по результатам внутритрубного технического диагностирования и неразрушающего контроля труб в процессе капитального ремонта. Представлены вероятностно-статистические модели для прогнозирования стресс-коррозионных повреждений размерами ниже порога чувствительности внутритрубных дефектоскопов.

На основе анализа данных диагностических обследований МГ и выполненного дочерними обществами ПАО «Газпром» комплекса натурных исследований показана принципиальная возможность длительной эксплуатации переизолированных участков МГ с незначительными стресс-коррозионными повреждениями поверхности труб. Отмечена необходимость продолжения широкомасштабных экспериментов, направленных на обоснование длительной работоспособности МГ с незначительными стресс-коррозионными повреждениями (до 10 % от толщины стенки трубы).

Рассмотрены результаты испытаний и оценка прочности труб со стресс-коррозионными повреждениями в аспекте корреляции с фактической аварийностью трубопроводов. Показаны расчетно-экспериментальные зависимости прочности труб от геометрических размеров стресс-коррозионных повреждений, а также способы длительной консервации труб с повреждениями типа КРН в процессе капитального ремонта МГ. Обозначены приоритетные задачи ПАО «Газпром» и направления дальнейших исследований в области развития технологий ремонта и технического диагностирования газопроводов, подверженных КРН.

Материалы сборника будут интересны широкому кругу специалистов нефтегазового и металлургического профилей (в том числе могут использоваться для программ повышения квалификации), а также студентам, магистрантам и аспирантам нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Содержание

- 4 **Арабей А.Б., Мелёхин О.Н., Ряховских И.В., Богданов Р.И., Абросимов П.В., Штайнер М., Маревски У.**
Исследование возможности длительной эксплуатации труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями
- 12 **Богданов Р.И., Ряховских И.В., Есиев Т.С., Завгороднев А.В., Игнатенко В.Э.**
Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации
- 23 **Крымская О.А., Перлович Ю.А., Исаенкова М.Г., Морозов Н.С.**
Связь послойной неоднородности кристаллографической текстуры и предрасположенности к коррозионному растрескиванию под напряжением применительно к трубам магистральных газопроводов
- 30 **Кантор М.М., Судьин В.В., Боженов В.А.**
Применение метода дифракции отраженных электронов для изучения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных трубопроводов
- 37 **Родионова И.Г., Зайцев А.И., Удод К.А., Бакланова О.Н.**
Роль технологического и металлургического передела в процессе образования стресс-коррозионных повреждений в трубах из сталей классов прочности Х70–Х80
- 48 **Маршаков А.И., Ряховских И.В., Игнатенко В.Э., Петрунин М.А., Богданов Р.И., Тхань Тьен Во, Кузнецов Ю.И.**
Разработка ингибирующих композиций для предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов
- 64 **Докутович А.Б., Коваленко С.В., Кузнецов А.Н., Немчин Ю.В., Шапиро В.Д.**
О возможности прогнозирования различных видов стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов ПАО «Газпром»
- 79 **Ряховских И.В., Мельникова А.В., Мишарин Д.А., Крюков А.В., Шарыгин Ю.М., Губанок И.И., Козлов К.Е., Сахан А.В., Макаров С.Н.**
Совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением
- 88 **Нефёдов С.В., Ряховских И.В., Богданов Р.И., Маевский О.В., Марцевой С.А., Селиванов А.А., Мирзоев А.М.**
Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением
- 97 **Рыбалко С.В., Рыбалко В.Г., Ефремов Т.А.**
Опыт мониторинга технического состояния труб, оставленных в эксплуатации со стресс-коррозионными повреждениями
- 102 **Агиней Р.В., Гуськов С.С., Мусонов В.В., Садртдинов Р.А., Лапин В.А.**
Исследование геометрических параметров и особенностей расположения стресс-коррозионных повреждений на магистральных газопроводах
- 108 **Мирзоев А.М., Иващенко М.С., Маршаков А.И.**
Нейросетевая модель стресс-коррозионной поврежденности участков линейной части магистральных газопроводов
- 113 **Машуров С.С., Мирзоев А.М., Запезалов Д.Н.**
Специальное коррозионное обследование трубопроводов с использованием комбинированного метода
- 120 **Ворончихин С.Ю., Самокрутов А.А., Седелев Ю.А.**
Оценка технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров
- 131 **Куимов С.Н., Баусов С.В., Истомина А.И., Коростелёва Т.К., Подольская В.В.**
Информационно-аналитическое сопровождение процессов управления техническим состоянием газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением
- 139 **Рыбалко С.В., Косырев Ю.А., Огородникова М.С., Рыбалко В.Г., Ефремов Т.А.**
Перспективы применения высокопроизводительных вихретоковых дефектоскопов при диагностике участков газопроводов
- 143 **Карпов С.В., Ширяпов Д.И., Алихашкин А.С.**
Комплексные исследования коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: опыт и перспективы
- 154 **Сведения об авторах**
- 159 **Аннотированный перечень статей**
- 165 **Information about the authors**
- 170 **Annotated list of articles**

УДК 621.644.07:620.194.22

**А.Б. Арабей, О.Н. Мелёхин, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов, П.В. Абросимов,
М. Штайнер, У. Маревски**

Исследование возможности длительной эксплуатации труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями

Ключевые слова:

стресс-коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, испытания, трубы, сталь.

Keywords:

stress corrosion, stress corrosion cracking, testing, pipes, steel.

Среди множества поверхностных повреждений магистральных газопроводов (МГ) именно коррозионное растрескивание металла труб под напряжением (КРН) является основной причиной аварий и инцидентов и, следовательно, представляет наибольшую опасность с точки зрения эксплуатационной надежности трубопровода. Установлено, что повреждения на поверхности стальных труб, образованные в результате нарушения технологии выплавки стали, производства проката, строительства или эксплуатации газопровода, как правило, служат очагами зарождения стресс-коррозии [1, 2]. При доступе среды к поврежденной поверхности труб с учетом неудовлетворительного состояния изоляционного покрытия разрушение труб значительно чаще происходит по механизму КРН.

Большинство исследователей явления КРН трубных сталей сходятся во мнении, что колонии стресс-коррозионных трещин на ранней стадии развития можно разделить на две условные группы: стадийно (ступенчато) развивающиеся и «законсервированные» повреждения. При этом доля «законсервированных» стресс-коррозионных повреждений в длительно эксплуатируемых МГ весьма высока, что подтверждается анализом данных диагностических обследований газопроводов России [3], Канады [4], Австралии [5] и Европы [6]. Кроме того, известно, что глубина большинства стресс-коррозионных повреждений (свыше 95 % от общего количества) не превышает $0,2t$ (t – толщина стенки трубы), а значит, интересно исследовать влияние таких повреждений на длительную работоспособность труб с учетом прогнозируемых скоростей их развития [3, 4].

Как известно, наиболее информативным методом диагностирования линейной части МГ является внутритрубная дефектоскопия (ВТД) с применением магнитных поршней. При этом результаты проведенных испытаний указанных дефектоскопов [7] показали, что существующие приборы не всегда обеспечивают выявление трещин глубиной более $0,15–0,2t$ с приемлемой вероятностью. Отсюда можно сделать однозначный вывод, что большинство неглубоких (до $0,15–0,2t$) стресс-коррозионных повреждений не могут быть обнаружены при проведении плановых внутритрубных обследований МГ, а следовательно, трубы с указанными повреждениями остаются в эксплуатации.

Очевидно, что стремление повысить точность магнитных поршней в части выявления повреждений КРН, меньших $0,15–0,2t$, на фоне высокоамплитудных проявлений других «особенностей» металла потребует многократного увеличения затрат на проведение дополнительных уточняющих обследований труб в шурфах с применением ручных средств неразрушающего контроля. Опыт Open Grid Europe позволяет констатировать возможность повышения чувствительности ультразвуковых внутритрубных дефектоскопов в водяной пробке, однако такой метод предполагает дополнительные подготовительные работы, что не всегда возможно.

Ясно, что требования к ремонту труб, поврежденных КРН, должны быть дифференцированы по степени реальной опасности в отношении надежности и целостности газопровода. К настоящему моменту рядом авторов сделаны попытки экспериментальной (по результатам гидравлических испытаний) оценки несущей способности труб, пораженных естественными (эксплуатационными) повреждениями КРН различной глубины, и их ресурса [5, 7, 8]. Наиболее последовательная методика проведения гидравлических испытаний поврежденных труб и аргументированные выводы о развитии

стресс-коррозионных трещин в условиях длительного действия циклических нагрузок представлены в работе австралийских исследователей [5]. В частности, в статье [5] отмечается начало развития трещин КРН глубиной 0,1–0,35*t* после 5500 циклов нагружения поврежденных труб, что существенно превышает фактические циклические воздействия на газопровод транспортируемого газа в России и Германии. В работе [8] описано разрушение трубной плети, содержащей стресс-коррозионные повреждения 0,1*t*, в бездефектном участке по линии сплавления продольного сварного шва по механизму усталостного разрушения. При этом авторами не исследованы признаки развития стресс-коррозионных повреждений. В работе [9] отмечено, что трубы с повреждениями КРН глубиной до 0,4*t* обладают длительным ресурсом и запасом прочности при нагрузках, не превышающих эксплуатационные, однако не приводится доказательств отсутствия развития имеющихся в составе стэнда стресс-коррозионных повреждений.

Таким образом, результаты отмеченных исследований не позволяют сделать однозначный вывод о росте или консервации стресс-коррозионных повреждений, поскольку, во-первых, испытания не всегда проводились в режимах нагружения, которые отвечали реальным условиям эксплуатации [5], а во-вторых – натурные испытания фрагментов трубопроводов зачастую оказывались малоинформативными [8, 9]. Этим обусловлена актуальность расчетно-экспериментального обоснования возможности длительной эксплуатации труб

в составе МГ с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями.

Методика эксперимента

На первом этапе работ по результатам неразрушающего контроля при капитальном ремонте МГ ПАО «Газпром» были отобраны четыре трубы производства Mannesmann, содержащие стресс-коррозионные повреждения различной глубины. По результатам дополнительных обследований труб выявлено 98 зон КРН максимальной глубиной 0,4*t*, из них 23 – в области продольных сварных швов.

Максимальная глубина повреждений КРН определялась с помощью ультразвукового дефектоскопа Phasor XS с датчиком фазированной решетки L99НК. Линейные размеры трещин фиксировали с использованием линейки и фотоаппаратуры после визуализации дефекта с помощью комплекта магнитопорошкового контроля Magnaflux. Указанный комплекс приборов применялся в процессе гидравлических испытаний для контроля развития стресс-коррозионных повреждений.

До начала испытаний из каждой трубы отбирали образцы для исследования микроструктуры, химического состава (табл. 1) и механических свойств (табл. 2) стали. Для проведения лабораторных циклических испытаний вырезали образцы со стресс-коррозионными повреждениями глубиной не более 0,1*t*. С использованием труб $\varnothing 1420$ мм созданы два стэнда: № 1 из двух труб ($t = 18,7$ мм) длиной 11 м (труба № 1) и 4 м (труба № 2); № 2 из двух

Таблица 1

Химический состав стали

Стэнд	Труба	Массовая доля содержания элементов, %											
		C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	V	Nb	Ti	Mo
№ 1	№ 1	0,093	1,480	0,331	0,010	0,025	0,245	0,002	0,050	0,073	0,027	0,026	0,087
	№ 2	0,103	1,593	0,284	0,010	0,022	0,134	0,000	0,014	0,023	0,005	0,025	0,068
№ 2	№ 3	0,093	1,490	0,380	0,007	0,021	0,120	0,002	0,060	0,071	0,028	0,022	0,031
	№ 4	0,117	1,570	0,342	0,008	0,024	0,110	0,001	0,050	0,071	0,036	0,024	0,021

Таблица 2

Механические свойства основного материала трубы, МПа

Стэнд	Труба	Временное сопротивление	Предел текучести
№1	№ 1	593	499
	№ 2	591	483
№2	№ 3	594	497
	№ 4	594	489

труб длиной 10 м (труба № 3, $t = 18,7$ мм) и 4 м (труба № 4, $t = 16,5$ мм).

Для оценки прочности труб со стресс-коррозионными повреждениями проводили расчет с использованием двухпараметрического критерия разрушения, реализованного в форме инженерного метода R6 [10–13]. Определены предельные значения длины поверхностной продольной трещины на трубе (L_{\max}) при различных значениях t (рис. 1).

В зависимости от максимального размера повреждения, имеющегося на стенде, определено предельное расчетное давление разрушения. Для первого стенда оно составило 14,7 МПа, для второго – 12,9 МПа.

С целью определения оптимальных режимов нагружения стендов анализировались изменения рабочего давления газа на участках газопроводов, с которых были вырезаны трубы. Количество циклов нагружения для обоих стендов выбиралось таким образом, чтобы обеспечить наработку труб, эквивалентную 30 годам эксплуатации в реальных условиях. На отдельные области стенда № 2 со стресс-коррозионными повреждениями различной глубины устанавливали коррозионные ячейки, содержащие раствор NS4 ($0,483 \text{ NaHCO}_3 + 0,122 \text{ KCl} + 0,137 \text{ CaCl}_2 + 0,131 \text{ MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ (г/л), показатель $\text{pH} = 7,0$) [14]. Данный раствор используют

для моделирования воздействия грунтового электролита на поверхность трубы при проведении сравнительных испытаний.

В ходе гидравлических испытаний трубных стендов контроль состояния стресс-коррозионных повреждений осуществлялся с помощью акустико-эмиссионного комплекса A-Line 32D (рис. 2). В ходе циклических испытаний стенда № 1 имитировалось воздействие пусков-остановок компрессорного цеха на линейной части (ЛЧ) МГ: реализовано 210 циклов нагружения с изменением амплитуды внутреннего давления от 0,1 до 7,5 МПа (коэффициент асимметрии цикла $R = 0,01$) при частоте $f = 5 \cdot 10^{-4}$ Гц. При циклических испытаниях стенда № 2 моделировали перепады давления на исследуемом участке ЛЧ МГ, реализовано 500 циклов нагружения с изменением амплитуды внутреннего давления 5,5–7,5 МПа ($R = 0,7$) при $f = 8 \cdot 10^{-4}$ Гц (см. рис. 2а). Для оценки статической прочности трубных стендов производилось нагружение их внутренним давлением до фиксации предельного предразрушительного состояния (см. рис. 2б).

На следующем этапе по методике ПАО «Газпром» [15, 16] испытано шесть полнотолщинных образцов, содержащих стресс-коррозионные повреждения 0,5–1,5 мм. В ходе лабораторных испытаний осуществили моделирование

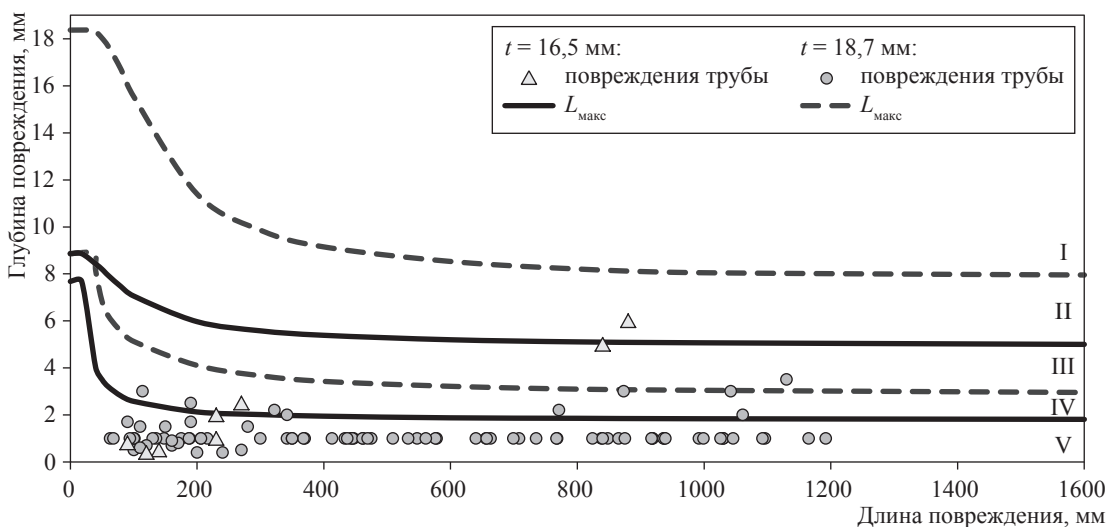


Рис. 1. Градация опасности повреждений труб производства Mannesmann из сталей контролируемой прокатки (X70) диаметром 1420 мм в зависимости от толщины стенки:

- I – область аварийно-опасных повреждений для всех исследованных труб;
- II – область аварийно-опасных повреждений при $t = 16,5$ мм и потенциально опасных повреждений при $t = 18,7$ мм;
- III – область потенциально опасных повреждений для всех исследованных труб;
- IV – область неопасных повреждений при $t = 18,7$ мм и потенциально опасных повреждений при $t = 16,5$ мм;
- V – область неопасных повреждений для всех исследованных труб

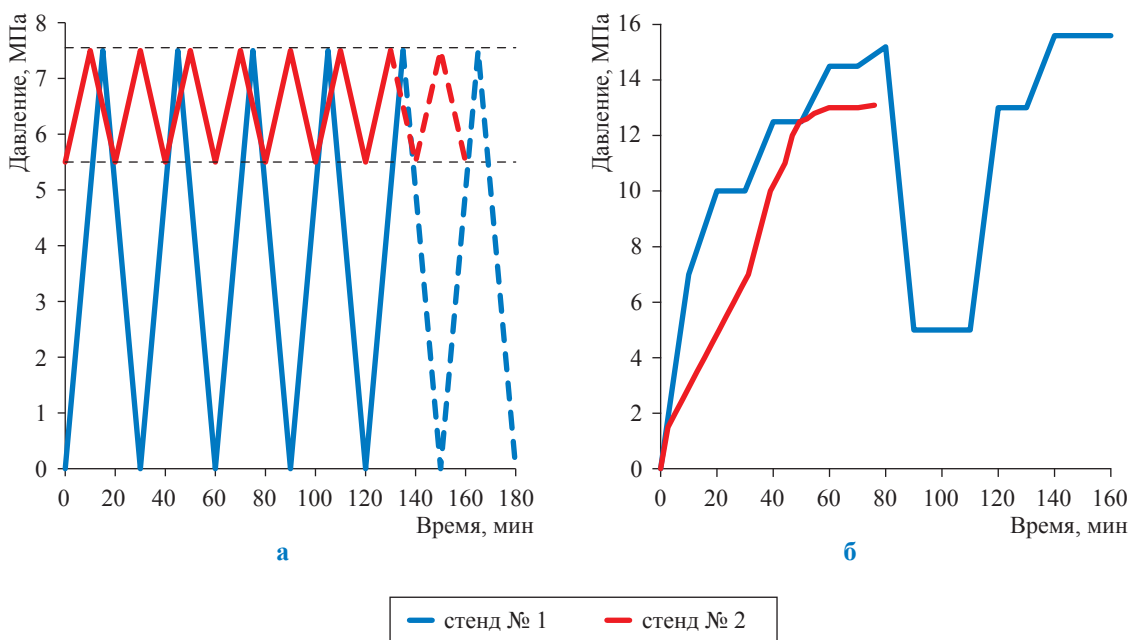


Рис. 2. Схематический график изменения внутреннего давления при циклических (а) и статических (б) испытаниях стендов

возможности усталостного развития стресс-коррозионных повреждений глубиной до $0,1t$ в процессе эксплуатации переизолированного участка трубопровода путем циклического воздействия на образцы на воздухе (без воздействия грунтового электролита) (рис. 3). Вырезку образцов осуществляли так, чтобы трещина (группа трещин) имела продольную ориентацию относительно оси образца и располагалась в его центральной части, при этом на боковую грань образца выходили наиболее глубокие трещины. В процессе испытаний после каждой тысячи циклов нагружения выполнялись высокоточные измерения (с погрешностью ± 5 мкм)

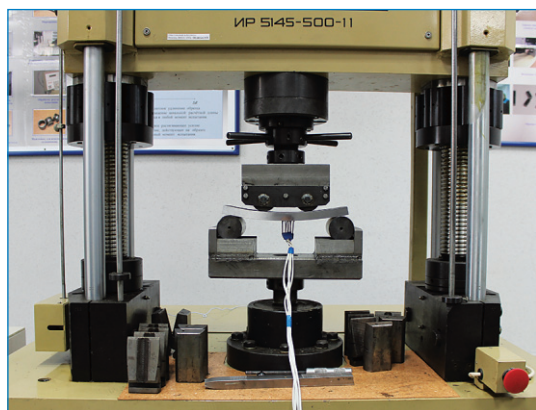


Рис. 3. Вид испытательной машины с установленным образцом

глубины стресс-коррозионных повреждений с помощью металлографического микроскопа Karl Zeiss Axiovert 25 и программного обеспечения SIAMS 700. Глубину трещин, находящихся в объеме образца, контролировали с помощью электропотенциометра Karl Deutch X-RT-900.

Исследования микроструктуры образцов, вырезанных из областей труб со стресс-коррозионными повреждениями, проводились на металлографическом микроскопе Karl Zeiss Axiovert 40MAT. Характеристики структуры (величина зерна, полосчатость) исследуемой стали определяли по методикам [17, 18], качественный и количественный составы продуктов коррозии в полости стресс-коррозионных повреждений – с помощью волнодисперсионного спектрометра INCAWave 500. Дополнительно проводили испытания на растяжение образцов, вырезанных из краевых участков полнотолщинных образцов, с применением универсальной испытательной машины Instron-1185.

Результаты испытаний

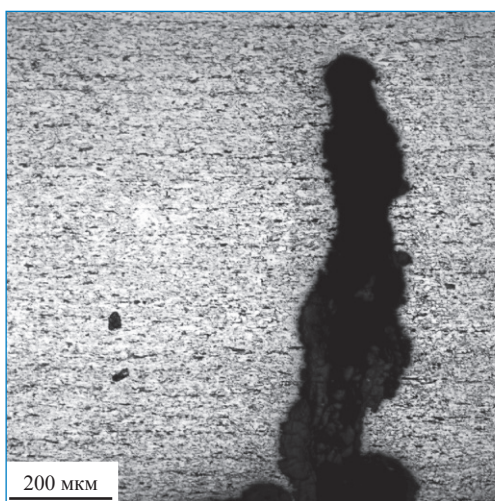
После проведения циклических испытаний вырезали образцы из областей со стресс-коррозионными повреждениями глубиной $0,3t$, в том числе из областей, на которые были установлены коррозионные ячейки, для проведения металлографического анализа (рис. 4).

Металлографический анализ образцов из областей, не подвергавшихся воздействию коррозионного раствора, подтвердил отсутствие прироста повреждений КРН глубиной $0,3t$ (см. рис. 4а). Противоположные результаты получены в ходе анализа образцов, вырезанных из областей с коррозионными ячейками. Прирост повреждений КРН глубиной $0,3t$ в присутствии раствора NS4 отмечается образованием тонких трещин-ответвлений с острыми вершинами (см. рис. 4б).

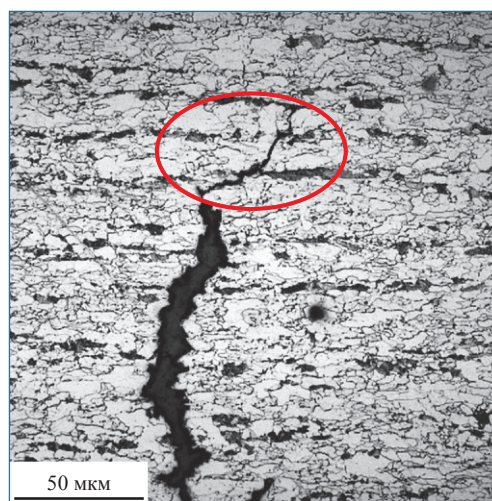
Все стресс-коррозионные повреждения, которые не подвергались воздействию коррозионного раствора, характеризовались наличием продуктов коррозии, соответствующих длительному нахождению повреждений в грунтовом электролите. При определении состава продуктов коррозии, заполняющих полость указанных повреждений КРН, установлено, что они представляют собой оксид сложного состава, включающий как элементы, присутствующие в стали, например Si и Mn, так и другие, например Na, концентрация которого составляет $0,09\text{--}0,28\%$ (табл. 3, рис. 5).

В ходе статических испытаний стенов развитие повреждений было зафиксировано после 2-кратного превышения статической нагрузки над проектным давлением ($7,5\text{ МПа}$) по появлению критически активных источников акустической эмиссии. Предельное давление составило $15,6\text{ МПа}$ для стенов № 1 и $13,1\text{ МПа}$ для стенов № 2, что согласуется с прочностным расчетом по методу R6 [10–13]. Анализ результатов последующих металлографических исследований показал, что рост повреждений при высокой статической нагрузке обусловлен пластической деформацией, выражающейся в визуальной наблюдаемой локальной деформации структурных составляющих стали вблизи вершины трещины.

Лабораторные испытания полнотолщинных образцов продемонстрировали отсутствие прироста имевшихся повреждений КРН глубиной менее $0,1t$ по усталостному механизму при достижении 10 тыс. циклов (рис. 6), что для конструкции газопровода может быть оценено как эквивалентное числу циклов растяжения-сжатия в ходе сезонных изменений температуры грунта



а



б

Рис. 4. Вид стресс-коррозионных повреждений глубиной $0,3t$ после циклических испытаний без коррозионной среды (а, $\times 100$) и в присутствии модельного раствора NS4 (б, $\times 500$)

Таблица 3

Состав продуктов коррозии в полости повреждения КРН, %

Спектр (номера см. на рис. 5)	C	O	Na	Mg	Si	Ca	Mn	Fe
1	7,35	35,41	0,16	0,09	0,09	0,40	1,07	55,43
2	6,09	25,21	0,09	0,17	0,12	0,44	1,44	66,44
3	7,99	40,24	0,28	0,14	0,10	0,41	0,97	49,86
4	10,67	23,51	0,23	0,25	0,41	0,31	1,09	63,53

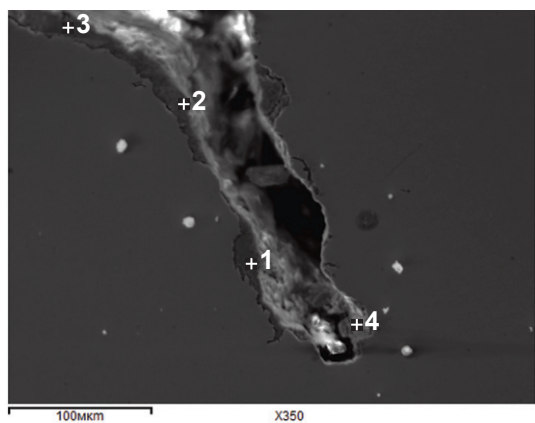


Рис. 5. Электронно-микроскопическое изображение стресс-коррозионного повреждения глубиной $0,3t$ после циклических испытаний без воздействия коррозионной среды

и режимных колебаний давления газа более чем за 100 лет эксплуатации.

Установлено, что сталь всех вырезанных образцов имеет феррито-перлитную структуру.

Определены следующие характеристики структуры исследуемой стали (рис. 7): образец № 1 – зерно феррита № 10–11, полосчатость 2 балла; образец № 2 – зерно феррита № 10–12, полосчатость 1 балл; образец № 3 (см. рис. 7а) – структура существенно неоднородна, так как чередуются участки с зерном феррита № 7–8 и 10–11, полосчатость 2 балла. На всех образцах отмечено наличие выраженной осевой ликвации на фоне существенной полосчатости (см. рис. 7б).

До и после лабораторных циклических испытаний проводили металлографические исследования образцов со стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее $0,1t$. Исследование морфологии указанных повреждений показало, что, несмотря на небольшое раскрытие, все они имеют затупленную вершину (рис. 8).

Оценка стандартных механических свойств трубных сталей вблизи зон КРН не выявила отклонений фактических показателей от указанных в технических условиях на исследуемую трубу.

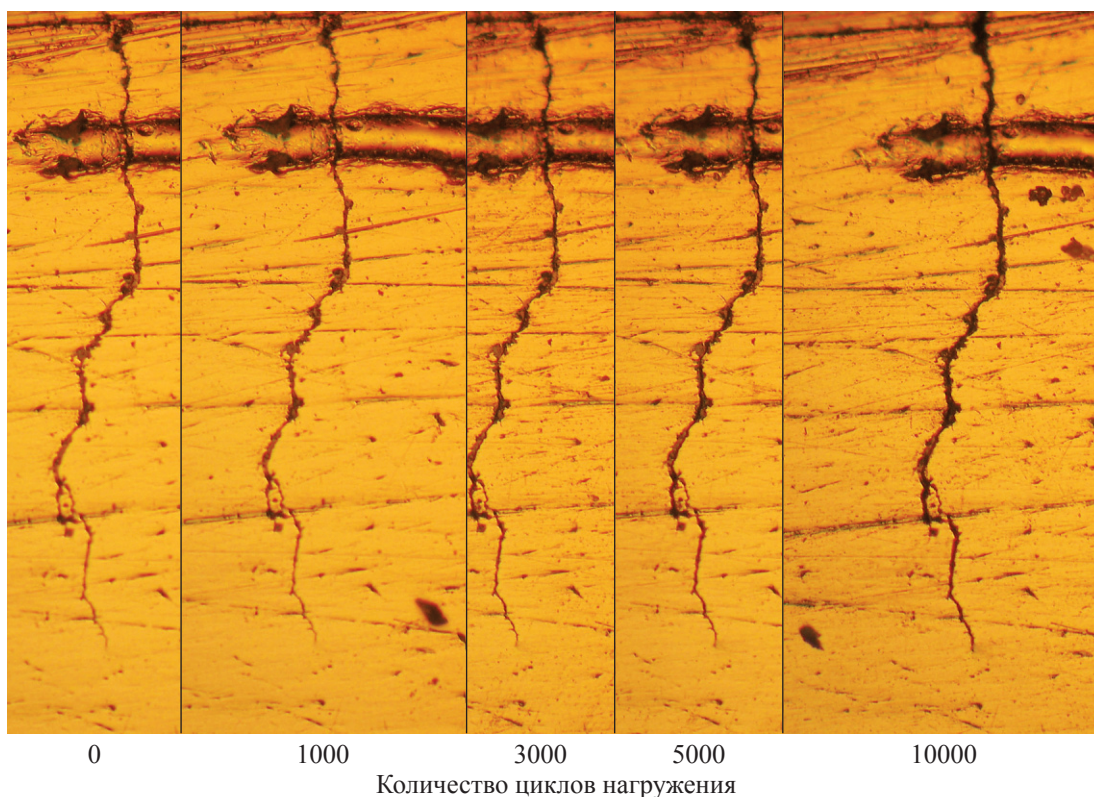
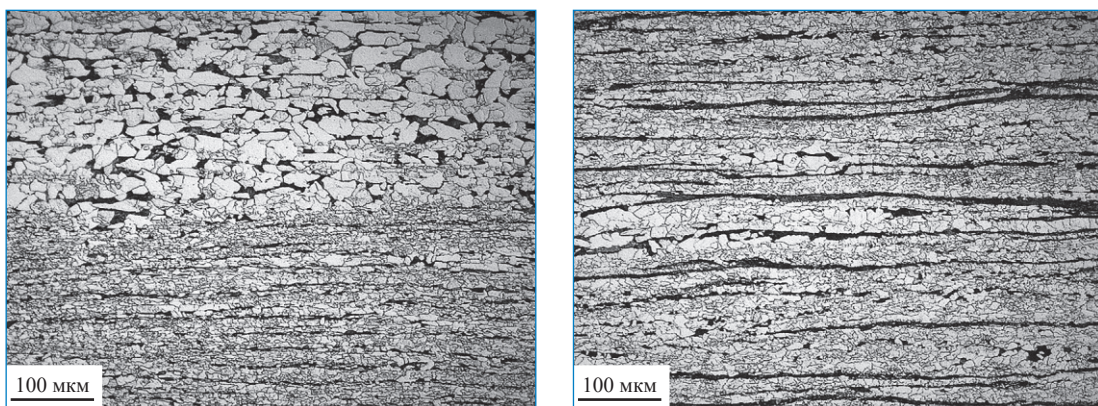


Рис. 6. Оптический контроль трещины на металлографическом микроскопе, $\times 1000$

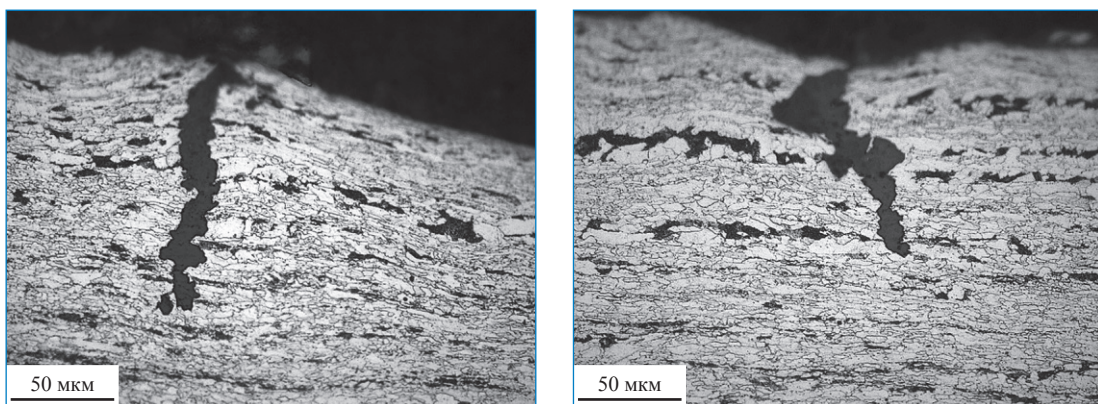


а

б

Рис. 7. Микрофотографии структуры исследуемых сталей:

а – участки неоднородности структуры в образце № 3; б – участки осевой ликвации на фоне существенной полосчатости в образце № 1, $\times 200$



а

б

Рис. 8. Вид стресс-коррозионных повреждений глубиной менее 0,1t в исходном металле (а, образец № 2) и после лабораторных циклических испытаний (б, образец № 4), $\times 500$

По результатам выполненных испытаний элементов МГ не зафиксировано развития повреждений КРН глубиной до 0,1t при циклических и статических нагрузках на воздухе, т.е. без воздействия коррозионной среды. Можно предположить, что трубы с такими стресс-коррозионными повреждениями обладают запасом прочности, сопоставимым с бездефектной трубой, и могут быть оставлены в эксплуатации на период, рассчитанный с учетом максимально прогнозируемой скорости развития повреждения в условиях проектных эксплуатационных нагрузок и воздействий при исключении доступа грунтового электролита к наружной поверхности трубы.

Зафиксировано развитие стресс-коррозионных повреждений глубиной 0,3t, которое происходит при воздействии модельного грунтового

электролита NS4 ($\text{pH} = 7,0$) и 500 циклов нагружения с изменением амплитуды внутреннего давления от 5,5 до 7,5 МПа, что соответствует 30 годам эксплуатации МГ. Для сохранения эксплуатационной надежности трубопроводов, в составе которых имеются трубы с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями, достаточно остановить процесс КРН. Представляется возможной консервация (остановка развития) указанных повреждений за счет предупреждения процесса локального растворения металла в их вершинах путем исключения доступа коррозионной среды к поверхности труб в процессе переизоляции МГ.

Экспериментальные результаты лабораторных и стендовых испытаний фрагментов трубопроводов с естественными стресс-коррозионными повреждениями позволяют приступить к проведению опытно-промышленных

испытаний на действующих МГ с целью подтвердить остановку развития стресс-коррозионных повреждений глубиной до 10 % толщины стенки трубы после замены антикоррозионного покрытия.

Учитывая необходимость однозначной регламентации размеров безопасных повреждений и определения условий длительной

эксплуатации МГ с КРН, необходимо продолжить широкомасштабные комплексные эксперименты. Результатом указанных испытаний должна стать математическая модель, включающая стадии зарождения, стабилизации и роста коррозионно-механических трещин с учетом их возможного взаимодействия в колониях.

Список литературы

1. Арабей А.Б. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 105 с.
2. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (670). – С. 52–54.
3. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
4. Chen W. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen / W. Chen, R. Kania, R. Worthingham et al. // Acta Materialia. – 2009. – V. 57. – № 20. – P. 6200–6214.
5. Linton V. Strategies for the repair of stress-corrosion cracked gas transmission pipelines: assessment of the potential for fatigue failure of dormant stress-corrosion cracks due to cyclic pressure service / V. Linton, E. Gamboa, M. Law // Journal of pipeline engineering. – 2007. – V. 6. – № 4. – P. 207–217.
6. Marewski U. UKOPA/GP/009. Near neutral pH and high pH stress corrosion cracking: industry good practice guide / U. Marewski, M. Steiner. – Ambergate, Derbyshire: UK onshore pipeline operators' association, 2016.
7. Ginten M. An integrated approach to the integrity management of stress corrosion cracking in pipelines: a case study / M. Ginten, T. Penney, I. Richardson et al. // Proc. of Rio Pipeline Conference & Exposition, September 24–26, 2013. – 2014.
8. Адаменко С.В. Ресурсные возможности труб магистральных газопроводов после продолжительной эксплуатации / С.В. Адаменко, С.В. Романцов, В.В. Зорин // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 22–25.
9. Долгов И.А. Оценка поведения стресс-коррозионных трещин при нагружении трубы внутренним давлением / И.А. Долгов, В.А. Горчаков, С.В. Пахтусов и др. // Дефектоскопия. – 2002. – № 2. – С. 83–89.
10. R 6: Assessing the integrity of structures containing defects. – British Energy Generation Limited (BEG), 2001. – Rev. 4.
11. BS 7910:2005. Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures.
12. API 579-1/ASME FFS-1. Fitness-For-Service. – 2007.
13. Р Газпром 9.4-030-2014. Методика оценки прочности технологических трубопроводов компрессорных станций со стресс-коррозионными дефектами / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, В.О. Маханев и др. – М.: Газпром экспо, 2015. – 58 с.
14. Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high pressure pipelines in contact with solutions of near-neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // Corrosion. – 1994. – V. 50. – № 5. – P. 394–408.
15. Ряховских И.В. Совершенствование методов оценки стойкости газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // Физика и химия обработки материалов. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
16. Патент РФ. Способ испытания трубных сталей на коррозионное растрескивание под напряжением / А.Б. Арабей, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев и др. – 2016.
17. ГОСТ 5639-82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
18. ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.

УДК 621.644.07:[620.194.22+620.196.2]

Р.И. Богданов, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, А.В. Завгороднев, В.Э. Игнатенко

Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением, магистральный газопровод, лабораторные исследования, трубная сталь, грунт, межкристаллитное растрескивание.

Keywords: stress corrosion cracking, gas main, laboratory research, pipe steel, soil, intergranular cracking.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) трубных сталей (стресс-коррозия) относится к числу наиболее актуальных проблем эксплуатации подземных магистральных газопроводов (МГ) [1–3]. Анализ отказов и результаты диагностических обследований участков МГ в России и за рубежом показали, что КРН подвержены газопроводы, пролегающие в различных природно-климатических районах, сооруженные из труб разного производства, отличающихся по конструкции и размерам. При этом образование и дальнейшее развитие повреждений КРН происходит на участках поверхности труб, находящих в контакте с грунтовым электролитом под отслоившимся изоляционным покрытием, так называемым подпленочным электролитом [3–7]. В зависимости от состава подпленочного электролита выделяют два основных типа КРН трубных сталей – «классическое» межкристаллитное растрескивание в концентрированных карбонатных электролитах с высокими значениями pH и транскристаллитное растрескивание в разбавленных электролитах с pH, близким к нейтральному (табл. 1, [7–10]).

В настоящее время признано, что преобладающим механизмом развития КРН трубных сталей в грунтовых электролитах с высоким pH является локальное анодное растворение металла [11–14]. Большинство исследователей сходятся во мнении, что КРН в средах с pH, близким к нейтральному, обусловлено синергетическим действием механической нагрузки, наводороживания и локального растворения металла [15–21]. Указанные факторы оказывают на КРН взаимосвязанное воздействие, и многие авторы [15–21] считают, что нельзя однозначно выделить доминирующий фактор роста трещины. Однако некоторые исследователи все же полагают, что в растрескивании трубной стали в околонеutralных электролитах существенную роль играет водород [10]. По мнению других исследователей, основное влияние на рост трещины в трубной стали в слабокислых и нейтральных электролитах оказывает локальное анодное растворение металла [22–25]. При этом ученые полностью не исключают влияния на pH-нейтральное КРН атомарного водорода, который в зависимости

Таблица 1

Характеристики основных типов КРН [7–10]

Параметр КРН	Высокий pH	pH, близкий к нейтральному
Морфология трещин	Межкристаллитные, узкие, без следов коррозии на берегах. Имеют склонность к ветвлению. Группируются в колонии	Транскристаллитные, иногда широкие с расправленными берегами. Группируются в колонии
Ориентация на трубе	Как правило, вдоль оси трубы параллельно друг другу	
Коррозионная среда	Концентрированные (от 0,1 до > 1,0 моль·дм ⁻³) карбонат-бикарбонатные среды с pH > 9,3	Разбавленные (0,001–0,01 моль·дм ⁻³) растворы CO ₂ с pH = 5,5–7,5
Потенциал коррозии стали	В относительно узком интервале потенциалов активно-пассивного перехода	В области потенциалов активного растворения
Изоляция	Отслоившаяся	
Температурная зависимость	Экспоненциально растет с повышением температуры	Прямой зависимости не выявлено

от потенциала металла, pH раствора и его ионного состава может замедлять или ускорять растворение металла [26, 27].

Случаи «классического» КРН при высоких pH зафиксированы в США, Австралии, Иране, Аргентине, Саудовской Аравии [4]. В бывшем СССР «классический» тип растрескивания наблюдался на МГ, проложенных в пустынных и полупустынных районах Средней Азии и Казахстана [29]. Второй тип КРН трубных сталей в околонейтральных электролитах отмечается в Канаде, Италии и ряде других стран.

Анализ проб грунта, взятых с мест аварий на МГ в России, произошедших по причине КРН, а также морфология трещин исследованных темплетов труб свидетельствуют о том, что отечественные газопроводы подвержены pH-нейтральному КРН [1, 29]. При этом соответствующие аварийные разрушения металла труб происходили на МГ, пролегающих по территориям Западной Сибири, Урала и северных областей европейской части России [1], в то время как в южных регионах страны случаи КРН трубных сталей на МГ не фиксировались. На этом основании полагали, что в указанных регионах отсутствуют условия и факторы, приводящие к КРН металла труб.

В начале 2015 г. на одном из участков МГ ООО «Газпром Ставрополь» на территории Астраханской области в ходе проведения внутритрубной дефектоскопии и неразрушающего контроля поверхности труб в шурфах выявлены более 20 труб с трещинами, идентифицированными сотрудниками ООО «Газпром

ВНИИГАЗ» как стресс-коррозионные повреждения металла труб глубиной 1,5–5,0 мм, расположенные в диапазоне 3–9 ч по условному циферблату (рис. 1). Повреждения поверхности металла труб представляли собой узкие непротяженные колонии (скопления) трещин продольной ориентации относительно оси трубы (см. рис. 1б), отдельные трещины имели ступенчатую траекторию. Во всех случаях стресс-коррозионные повреждения выявлены на участках труб с неудовлетворительным состоянием изоляционного пленочного покрытия, образывавшего многочисленные зоны отслоений. На поверхности труб вблизи мест локализации трещин практически отсутствовали коррозионные повреждения, однако о воздействии на металл труб околотрубной коррозионной среды свидетельствовали растравленные берега трещин. При этом на других участках газопровода в процессе обследования выявлены коррозионные язвы глубиной до 5 мм.

Отмечалось, что обнаруженные трещины имели отдельные признаки, присущие повреждениям КРН, однако их относительная локализованность (непротяженность) при глубине 4–5 мм, растравленность берегов трещин, значительная коррозионная поврежденность отдельных участков труб, а также природно-климатические условия эксплуатации рассматриваемого объекта не характерны для КРН газопроводов, пролегающих в центральных и северных регионах РФ. Таким образом, для окончательной идентификации механизма образования и роста обнаруженных



а



б

Рис. 1. Общий вид исследованного фрагмента трубы с частично отслоившимся защитным покрытием (а) и стресс-коррозионные повреждения металла, визуализированные с помощью магнитопорошкового метода (б)

стресс-коррозионных повреждений потребовалось провести дополнительные лабораторные исследования образцов металла поврежденных труб, а также проб грунта, отобранного в местах шурфовки указанного участка МГ.

Охарактеризованные обстоятельства обусловили актуальность работы по установлению закономерностей образования и развития выявленных стресс-коррозионных повреждений поверхности металла труб с учетом параметров и региональных особенностей эксплуатации участка МГ ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

Параметры и территориальные условия эксплуатации участка газопровода

В процессе идентификации стресс-коррозионных повреждений в соответствии с инструкцией [30] установлены следующие параметры газопровода. Участок МГ с указанными повреждениями расположен в пределах 10 км по ходу движения газа от компрессорной станции Астраханского газоперерабатывающего завода ООО «Газпром добыча Астрахань». МГ выполнен из труб диаметром 1020 мм с толщиной стенки 10 мм, изготовленных из стали 17Г1С-У класса прочности К-52 и изолированных пленочным защитным покрытием трассового нанесения. Период эксплуатации участка МГ до проведения диагностического обследования составил 30 лет.

Территория пролегания исследуемого участка МГ – Астраханская область – имеет низкую предрасположенность к КРН. Ранее стресс-коррозионные трещины на данном участке МГ не выявлялись. В зоне прокладки

МГ почва представляет собой солончаки, характерные для района Прикаспийской низменности. Растительный покров вдоль трассы газопровода практически отсутствует. Отмечены локальные заболоченные участки с характерной растительностью – осока, камыш (рис. 2). Грунт песчаный, на уровне пролегания МГ присутствуют грунтовые воды, выходящие на поверхность, рельеф местности в зоне обнаружения повреждений – барханы и заболоченные участки, грунт на глубине заложения мокрый с сильным обводнением.

Согласно предоставленным данным, рассматриваемый участок МГ имеет следующие режимные характеристики:

- среднее рабочее давление газа (P_{cp}) равняется 4,6 МПа. Колебания давления газа в процессе эксплуатации не превышают 10 % от P_{cp} ;
- температура газа в зависимости от сезона изменяется от 24 до 62 °С;

Возможности воздействий, не предусмотренных проектом, в процессе эксплуатации трубопровода не установлено.

Методика лабораторных исследований

Металлографические исследования проводились на микрошлифах, вырезанных из фрагментов поврежденных труб диаметром 1020 мм с толщиной стенки 10 мм. Химический состав исследуемой трубной стали (табл. 2) определен методом спектрального анализа на эмиссионном спектрометре Spectro Lab S по ГОСТ 18895 [31].Metalлографические шлифы для изучения характера распространения трещин были изготовлены на трех поверхностях: непосредственно со стороны поверхностного



а



б

Рис. 2. Общий вид территории пролегания участка МГ (а) и место экскавации трубопровода (б)

Таблица 2

Химический состав исследуемой трубной стали, % масс.

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Al	Ti	V	Nb
0,155	0,51	1,22	0,019	0,016	0,042	0,05	0,07	0,03	0,009	–	–

слоя, на сечениях – перпендикулярном и параллельном оси трубы.

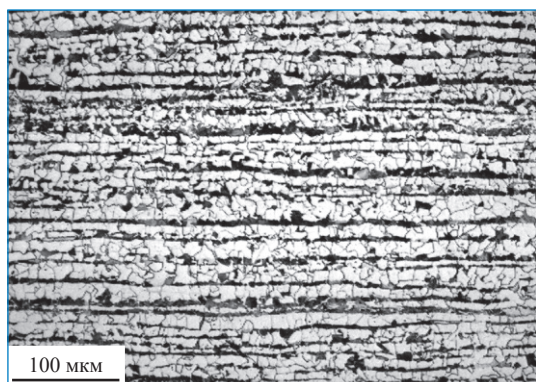
Металлографические исследования выполнены методами оптической микроскопии на приборе Axiovert 40MAT фирмы Zeiss и методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) на приборе JSM-6610LV фирмы JEOL, оснащенный системой энергодисперсионного микроанализа INCAEnergyFeatureXT, а также волнодисперсионным спектрометром INCAWave 500, что позволило определить качественный и количественный составы продуктов коррозии в трещинах. Дополнительно проводили исследование микроструктуры стали на растровом электронном микроскопе JSM-35C фирмы JEOL.

Металлографические исследования подразумевали анализ структуры стали с определением номера зерна феррита по ГОСТ 5639 [32], балла полосчатости феррито-перлитной структуры по ГОСТ 5640 [33], загрязненности стали неметаллическими включениями в соответствии с эталонными шкалами по ГОСТ 1778 [34]. Исследования микроструктуры выполнены после травления шлифов в 4%-ном спиртовом растворе HNO_3 . С целью лабораторного определения химического состава грунта и его наводороживающей способности были отобраны пробы грунта весом до 1 кг и грунтового электролита объемом 0,5 л в местах экскавации трубопровода. Пробы отбирали из шурфа с глубины

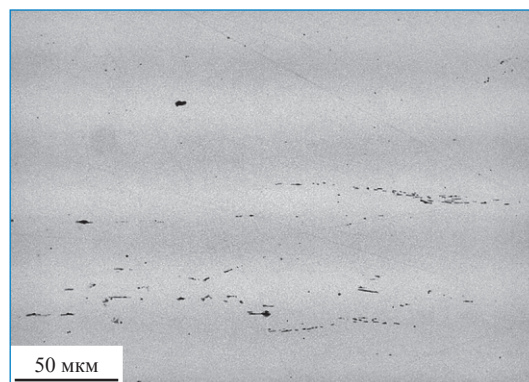
1,5–2 м, герметично упаковывали в пластиковые контейнеры и маркировали. Величину рН грунта (грунтового электролита) и содержание в нем коррозионно-агрессивных веществ, провоцирующих КРН трубной стали, определяли в соответствии с методикой [35]. Скорость внедрения водорода в сталь в исследуемом грунте регистрировали с помощью датчиков наводороживания ДН-2 [36]. Дополнительно определяли содержание хлорид- и сульфат-ионов в пробах грунта (грунтового электролита) в соответствии со стандартными методиками [37, 38].

Металлургическое качество и микроструктура исследуемой стали, характеристика стресс-коррозионных повреждений

Анализ параметров микроструктуры, показал следующее: сталь имеет феррито-перлитную микроструктуру (рис. 3а), полосчатость структуры соответствует 3 баллам по ГОСТ 5640 [33], размер зерна феррита соответствует № 10–12 по ГОСТ 5639 [33]. При исследовании нетравленной поверхности микрошлифов выявлено наличие различных неметаллических включений (рис. 3б), загрязненность которыми по каждому виду не превышает 2 баллов по ГОСТ 1778 [34]. В основном в исследуемой стали присутствуют сульфиды марганца (MnS) как в виде строчек, так и в виде скоплений.



а



б

Рис. 3. Структура исследуемой стали (а) и вид неметаллических включений (б)

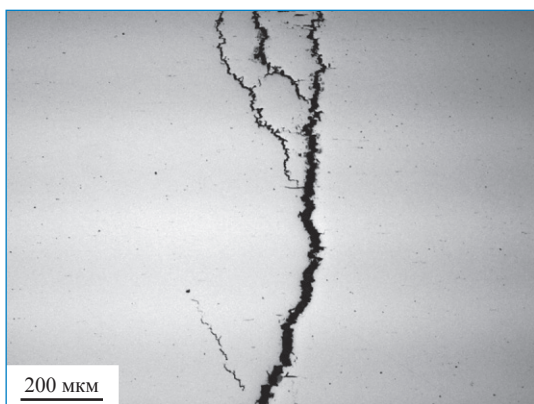
В ряде исследований [1, 39–41] указано, что традиционные неметаллические включения типа MnS могут служить очагами возникновения КРН. На рис. 4 показан характерный вид выявленных на участке МГ трещин глубиной 4–5 мм, что составляет 40–50 % от толщины стенки трубы. Для всех исследованных трещин в поперечном сечении образцов отмечается значительное микроветвление по мере развития повреждения вглубь стенки трубы. Известно, что микроветвление трещин в процессе развития КРН трубных сталей происходит вследствие их межкристаллитного роста и зависит от микроструктуры материала, а также от доминирующего механизма коррозионного воздействия [42], в данном случае локального анодного растворения стали по границам зерен.

Вид повреждений после травления микрошлифов приведен на рис. 5. Такой характер

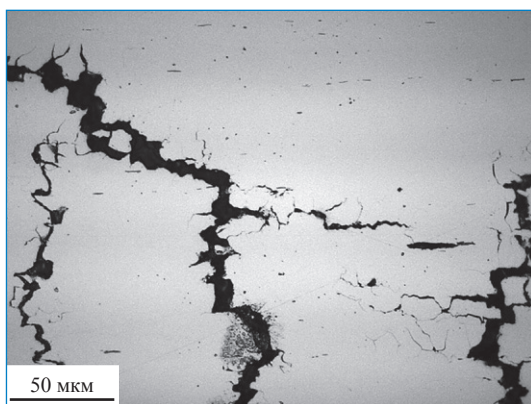
распространения трещин указывает на межкристаллитный тип КРН трубных сталей.

На рис. 6 показан участок поверхности трубы с характерным коррозионным поражением металла. Видно интенсивное растворение металла и образование достаточно широких коррозионных язв, которые могут служить дополнительными концентраторами напряжений для зарождения трещин. Однако на дне коррозионной язвы трещины отсутствуют.

Металлографическое исследование на растровом микроскопе показало, что микроструктура стали соответствует феррито-перлитному состоянию с ярко выраженной полосчатостью (рис. 7б). Наблюдаемые трещины носят коррозионный характер, полость трещины заполнена продуктами коррозии. Как видно на рис. 7в–е, коррозия развивается по границам ферритных зерен. На рис. 7е стрелками

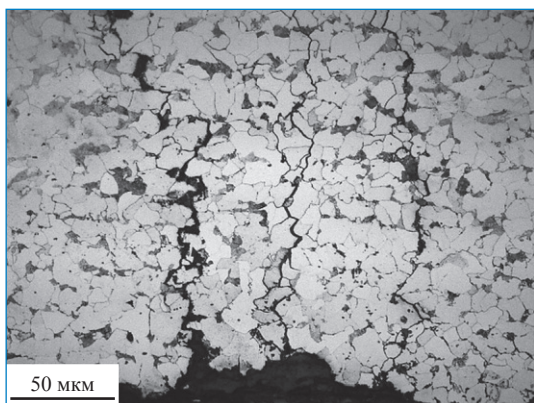


а

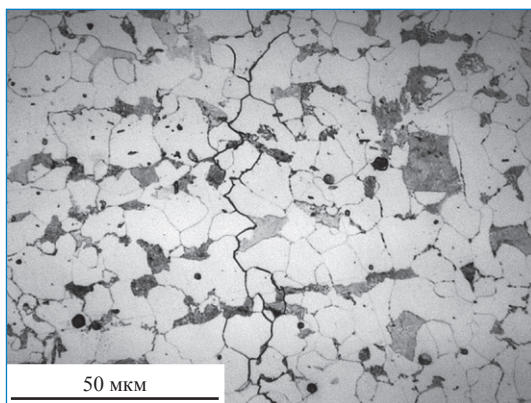


б

Рис. 4. Общий вид зоны с наиболее протяженной и глубокой трещиной (а) и траектории распространения трещин в различных направлениях (б)



а



б

Рис. 5. Травленный шлиф (а) и траектория распространения трещины (б)

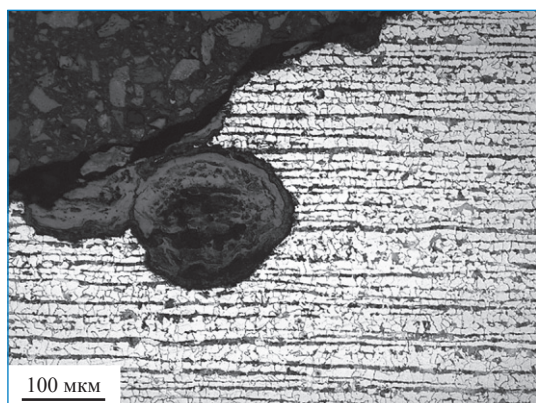


Рис. 6. Вид стресс-коррозионного повреждения

показано зарождение коррозионного повреждения по границам ферритных зерен. По мере раскрытия трещины в более глубоких слоях металла коррозионное растрескивание ускоряется, формируя большие объемы поражения в сравнении с периферийными областями. При микроструктурном исследовании не обнаружено пор и микрофлокенов, что исключает растрескивание стали по механизму водородного охрупчивания.

При исследовании образцов методом просвечивающей электронной микроскопии не выявлено каких-либо неблагоприятных образований и выделений по границам ферритных зерен.

Обобщая приведенные данные металлографических исследований, можно заключить, что трещины на участке МГ относятся к стресс-коррозионным повреждениям с признаками межкристаллитного характера распространения вглубь металла (узкие, ветвистые, внешняя поверхность стали в местах повреждений практически без следов коррозии). Основным механизмом образования и развития указанных повреждений является локальное анодное растворение металла.

Состав продуктов коррозии в трещинах

При определении состава продуктов коррозии, заполняющих полость трещин, установлено, что они представляют собой осадок сложного состава, включающего элементы как присутствующие в стали, например Si и Mn, так и другие, например Na, концентрация которого составляет 0,58–1,13 %. В осадке, заполняющем трещину, также в незначительном количестве

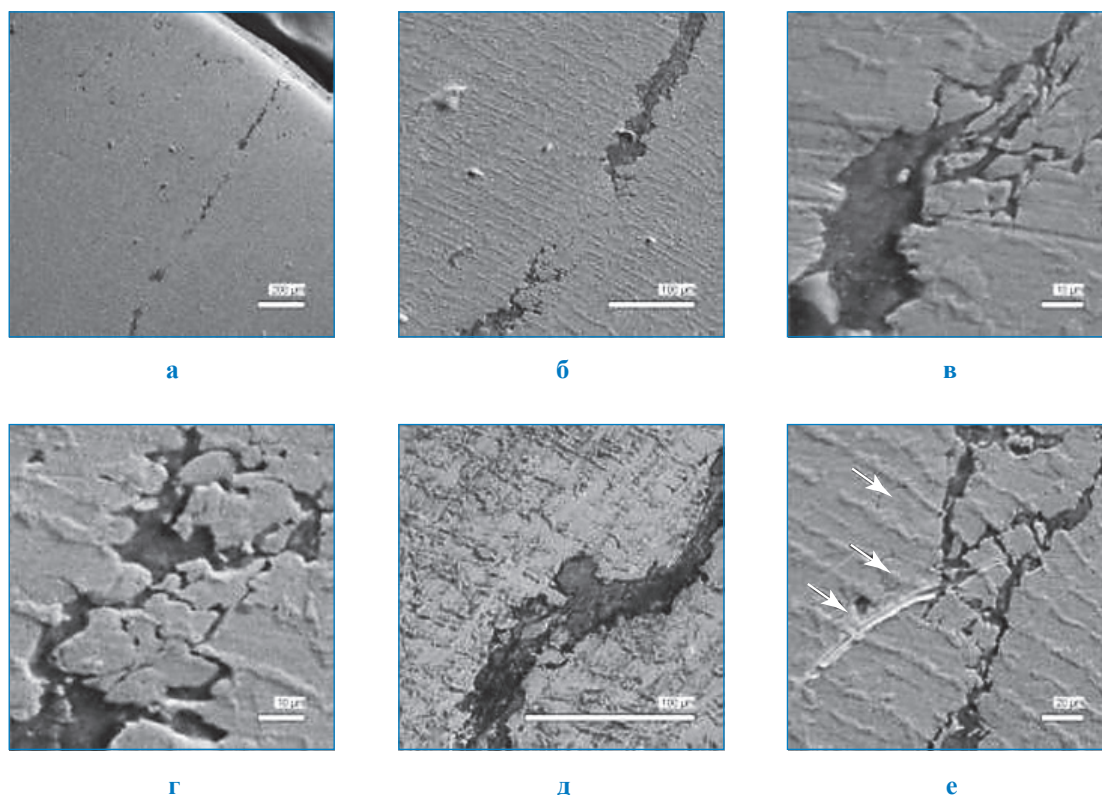
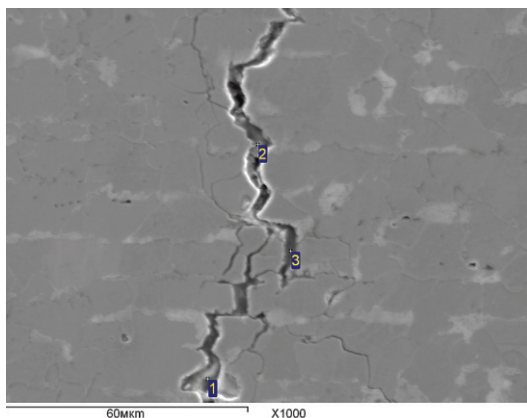


Рис. 7. Фрагменты микроструктуры исследуемой стали в зоне формирования поверхностных трещин, полученные при исследовании на растровом микроскопе

Таблица 3

**Результаты энергодисперсионного анализа химического состава
продуктов коррозии в трещинах**

Спектр	Содержание элементов, % масс.							
	O	Na	Si	P	S	Cl	Mn	Fe
1	4,80	0,00	0,09	0,00	0,06	0,00	1,44	93,62
2	33,67	0,58	0,18	0,05	0,06	0,08	0,92	64,46
3	36,49	0,66	0,14	0,08	0,04	0,06	0,94	61,59



**Рис. 8. Точки взятия проб
для дисперсионного анализа продуктов
коррозии в полости трещины (цифры
соответствуют номерам спектров в табл. 3)**

присутствуют сера и хлор. Наличие натрия и хлора в осадке продуктов коррозии дает основание считать, что коррозионный процесс происходил с участием хлорида натрия. В качестве примера приведен состав продуктов коррозии в полости одной из трещин (табл. 3, рис. 8).

Химический состав и наводороживающая способность грунта

Как отмечено ранее, по результатам металлографических исследований образцов металла труб установлено, что выявленные на МГ трещины развиваются межкристаллитно. Такой характер распространения трещин, как правило, наблюдается в концентрированных карбонат-

бикарбонатных средах с $pH > 9$ (см. табл. 1). Химический анализ проб грунта в местах шурфовки исследуемого участка МГ показывает, что значения pH находятся в диапазоне 7,9–8,2 ед., а концентрация карбонатсодержащих соединений не превышает $7,8 \cdot 10^{-3}$ моль/л (табл. 4). Примечательно, что при диагностическом обследовании поверхности труб в местах образования трещин, характерных для КРН, карбонатных отложений белого цвета не зафиксировано. Таким образом, химический состав грунта вдоль трассы МГ не полностью отвечает составу коррозионно-активных сред, провоцирующих развитие «классического» межкристаллитного КРН трубных сталей.

Исходя из данных табл. 4 в исследованных пробах грунта преобладают хлориды, что является характерным признаком хлоридного солончака. Также в грунте содержится незначительное количество сульфат-ионов. Известно, что хлорид- и сульфат-ионы могут влиять на скорость активного растворения железа и величину потенциала питтингообразования, тем не менее влияние указанных компонентов грунта на КРН трубных сталей не исследовалось [8].

Учитывая близость месторасположения исследуемого участка МГ к газоперерабатывающему заводу, можно ожидать повышенной концентрации в околотрубном электролите сульфидсодержащих соединений, которые служат активаторами растворения и промоторами наводороживания стали [22]. В пробах грунта

Таблица 4

Химический состав и наводороживающая способность грунта:

[C] – сумма концентраций карбонат- и бикарбонат-ионов; [S] – сумма концентраций сероводорода, бисульфид- и сульфид-ионов; [Cl] – концентрация хлорид ионов; [SO₄] – концентрация сульфат ионов; I_H – скорость внедрения водорода в сталь

№ пробы	pH	[C], моль/л	[S], моль/л	[Cl], моль/л	[SO ₄], моль/л	I _H , мкА
1	7,94	5,0E-03	2,3E-08	3,4E-01	3,3E-04	14
2	8,17	5,0E-03	8,9E-05	2,4E-01	4,5E-04	31
3	8,14	7,8E-03	3,9E-04	6,6E-01	2,6E-04	10

значение $[S]$ изменяется в широком диапазоне (примерно на 4 порядка величины) и не превышает $3,9 \cdot 10^{-4}$ моль/л (см. табл. 4). Научные данные о влиянии сульфидсодержащих соединений на развитие КРН в средах с высоким рН отсутствуют, в то же время однозначно установлено, что сульфид- (бисульфид-) ионы стимулируют образование и развитие трещин в трубных сталях в средах с рН, близким к нейтральному [22, 43].

Значения I_H в исследованных пробах грунта изменяются в диапазоне 10–31 мкА. В работе [44] показано, что для трубных сталей различных марочных составов и классов прочности критические величины I_H , свыше которых наблюдается водородное охрупчивание, значительно отличаются и зависят в том числе от типа и уровня приложенной механической нагрузки.

По результатам металлографических исследований не установлено наличия ловушек водорода (микропор, флокенов) в поврежденных участках металла труб, что исключает возможность образования и развития выявленных стресс-коррозионных повреждений по классическому механизму водородного охрупчивания. Однако нельзя полностью исключать влияния на процесс КРН абсорбированного сталью диффузионно-подвижного водорода, который может приводить к локальному изменению пластичности приповерхностных слоев металла в вершине трещины [8, 45, 46].

Обязательным условием образования и роста межкристаллитных трещин является нахождение потенциала коррозии трубной стали в узком интервале потенциалов активно-пассивного перехода (см. табл. 1). Исследуемая трасса МГ пролегает в песчаном грунте, который должен быть хорошо аэрирован. Растворенный в грунтовом электролите кислород способствует образованию оксидной пленки на поверхности металла, а значит, потенциал коррозии стали может находиться в области активно-пассивного перехода. Однако для подтверждения выдвинутой гипотезы необходимо измерить содержание кислорода в грунте непосредственно на трассе газопровода с помощью специальных зондов по методике [36].

Таким образом, результаты металлографических исследований и совокупность наблюдаемых параметров (распространение трещин вглубь металла по границам зерен, состав

продуктов коррозии на поверхности трещин) дают основание утверждать, что выявленные на участке МГ ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» трещины относятся к повреждениям КРН, которые были образованы и развивались по механизму локального анодного растворения металла.

Установлено, что выявленные трещины по морфологии существенно отличаются от типичных стресс-коррозионных повреждений, встречающихся на эксплуатируемых в России газопроводах. Они узкие, ветвистые, хаотично распространяются вглубь трубной стали межкристаллитным образом с сохранением четко очерченного контура границ зерен. Подобные случаи растрескивания ранее описаны применительно к североамериканским и среднеазиатским газопроводам.

Установлено, что химический состав грунта вдоль трассы МГ не полностью отвечает составу коррозионно-активных сред, провоцирующих развитие «классического» КРН трубных сталей. А именно отмечают:

- низкая концентрация карбонатсодержащих соединений;
- присутствие сульфидсодержащих соединений, влияние которых на распространение КРН в средах с высоким уровнем рН в настоящее время не исследовано;
- высокая концентрация хлорид-ионов в грунте, которая ранее не зафиксирована на участках повышенной стресс-коррозионной поврежденности МГ.

Выявлено интенсивное коррозионное повреждение металла труб с образованием достаточно широких и глубоких коррозионных язв (глубиной до 5 мм) в местах отсутствия стресс-коррозионных повреждений, что свидетельствует о достаточно высокой коррозионной агрессивности грунта. При этом на дне коррозионных язв повреждения КРН отсутствуют.

Сложившиеся модельные представления о механизме «классического» растрескивания в концентрированных карбонатных электролитах не позволяют описать все случаи межкристаллитного КРН трубных сталей в условиях эксплуатации газопроводов. Проведенное исследование указывает на то, что сфера проявления «классического» КРН может быть несколько шире, чем представлялось ранее; в частности, оно может быть связано с различным анионным составом грунтового электролита и протекать в разных геолого-климатических условиях.

Необходимо выполнить дополнительные трассовые обследования грунтов на исследуемом участке МГ с определением значений рН, содержания кислорода, сульфид- и карбонат-ионов, а также потенциала коррозии металла в грунте. Далее по результатам

трассовых измерений следует разработать модельный грунтовый электролит для проведения коррозионно-механических испытаний образцов трубной стали в лабораторных условиях с целью определения скорости роста трещин.

Список литературы

1. Арабей А.Б. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 105 с.
2. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipeline / Y.F. Cheng. – Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013. – 257 p.
3. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
4. МН-2-95. Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels: rep. NEB. – 1996. – 147 p.
5. Антонов В.Г. Исследование условий и причин коррозионного растрескивания труб магистральных газопроводов / В.Г. Антонов, А.В. Балдин, З.Т. Галиуллин и др. – М.: ВНИИГазпром, 1991. – 43 с.
6. Канайкин В.А. Разрушение труб магистральных газопроводов / В.А. Канайкин, А.Ф. Матвиенко. – Екатеринбург, 1997. – 102 с.
7. Baker M. Stress corrosion cracking study: final report for OPS TТO8. Integrity Management Program / M. Baker; Department of Transportation. – Calgary, Canada: Office of Pipeline Safety, 2005.
8. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч. I: Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1–16.
9. King F. Stress corrosion cracking of carbon steel used fuel containers in a Canadian deep geological repository in sedimentary rock: report № NWMO TR-2010-21 / F. King. – Toronto, Canada: NWMO, 2010. – 34 p.
10. Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // Corrosion. – 1994. – V. 50. – № 5. – P. 394–408.
11. Song F.M. Predicting the mechanisms and crack growth rates of pipelines undergoing SCC at high pH / F.M. Song // Corrosion Science. – 2009. – V. 51. – P. 2563–2657.
12. Wang Q. SCC initiation for X65 pipeline steel in the «high» pH carbonate/bicarbonate solution / Q. Wang, A. Atrens // Corrosion Science. – 2003. – V. 45. – P. 2199–2217.
13. Lu J. B.T. Crack growth model for pipelines exposed to concentrated carbonate–bicarbonate solution with high pH / J. B.T. Lu, F. Song, M. Gao et al. // Corrosion Science. – 2010. – V. 52. – P. 4064–4072.
14. Arafin M.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // Corrosion Science. – 2009. – V. 51. – P. 119–128.
15. Стеклов О.И. Развитие системного подхода к анализу стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов: обзор. инф. / О.И. Стеклов, Т.С. Есиев, И.А. Тычкин. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – С. 51. – (Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности).
16. Zhang C. Synergistic effects of hydrogen and stress on corrosion of X100 pipeline steel in a near-neutral pH solution / C. Zhang, Y.F. Cheng // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2010. – V. 19. – № 9. – P. 1284–1289.
17. Egbewande A. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: discontinuous crack growth mechanism / A. Egbewande, W. Chen, R. Eadie // Corrosion Science. – 2014. – V. 83. – P. 343–354.

18. Lu B.T. Effects of dissolved hydrogen and elastic and plastic deformation on active dissolution of pipeline steel in anaerobic groundwater of near-neutral pH / B.T. Lu, J.L. Luo, P.R. Norton et al. // *Acta Materialia*. – 2009. – V. 57. – № 1. – P. 41–49.
19. Tang X. Quantitative characterization by micro-electrochemical measurements of the synergism of hydrogen, stress and dissolution on near-neutral pH stress corrosion cracking of pipelines / X. Tang, Y.F. Cheng // *Corrosion Science*. – 2011. – V. 53. – P. 2927–2933.
20. Xu L.Y. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion / L.Y. Xu, Y.F. Cheng // *Corrosion Science*. – 2013. – V. 73. – P. 150–160.
21. Eslami A. Effect of CO₂ and R-ratio on near-neutral pH stress corrosion cracking initiation under a disbanded coating of pipeline steel / A. Eslami, R. Kania, B. Worthingham et al. // *Corrosion Science*. – 2011. – V. 52. – P. 2318–2327.
22. Marshakov A.I. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, R.I. Bogdanov et al. // *Corrosion Science*. – 2014. – V. 83. – P. 209–216.
23. Богданов Р.И. Влияние состава раствора на скорость роста трещины в трубной стали X70 при статической и циклической нагрузке / Р.И. Богданов, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко // *Коррозия: материалы, защита*. – 2011. – № 11. – С. 30–38.
24. Арабей А.Б. Влияние состава коррозионной среды на скорость роста трещины в трубной стали X70 / А.Б. Арабей, Р.И. Богданов, В.Э. Игнатенко др. // *Физикохимия поверхности и защита материалов*. – 2011. – Т. 47. – № 2. – С. 208–217.
25. Богданов Р.И. Влияние пероксида водорода на скорость роста трещины в трубной стали X70 при статической нагрузке / Р.И. Богданов, В.Э. Игнатенко, А.И. Маршаков // *Физикохимия поверхности и защита материалов*. – 2013. – V. 49. – № 5. – С. 526–532.
26. Маршаков А.И. Влияние атомарного водорода на анодное растворение железа в слабокислом сульфатном электролите / А.И. Маршаков, М.А. Малеева, А.А. Рыбкина и др. // *Физикохимия поверхности и защита материалов*. – 2010. – V. 46. – № 1. – P. 36–45.
27. Маршаков А.И. Кинетика активного растворения наводороженной углеродистой стали в сульфидсодержащей среде, имитирующей грунтовый электролит / А.И. Маршаков, Т.А. Ненашева // *Коррозия: материалы, защита*. – 2010. – № 7. – С. 1–6.
28. Гареев А.Г. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов: обзор. инф. / А.Г. Гареев, И.А. Иванов, И.Г. Абдуллин и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 170 с.
29. Сергеева Т.К. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом: обзор. инф. / Т.К. Сергеева, Е.П. Турковская, Н.П. Михайлов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 98 с.
30. СТО Газпром 2-2.3-760-2013. Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причины отказов магистральных газопроводов / Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2013. – 43 с.
31. ГОСТ 18895-97. Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа.
32. ГОСТ 5639-82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
33. ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.
34. ГОСТ 1778-70. Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.
35. Р Газпром 2-2.3-761-2013. Методика определения характеристик грунтов, провоцирующих коррозионное растрескивание под напряжением металла на магистральных газопроводах / А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко, М.А. Петрунин и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2015. – 15 с.
36. Маршаков А.И. Мониторинг внешней коррозии подземных стальных трубопроводов / А.И. Маршаков, Н.А. Петров, Т.А. Ненашева и др. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2011. – № 4. – С. 13–23.
37. ГОСТ 26426-85. Почвы. Методы определения иона сульфата в водной вытяжке.
38. ГОСТ 26425-85. Почвы. Методы определения иона хлорида в водной вытяжке.
39. Chu R. Microstructure dependence of stress corrosion cracking initiation in X65 pipeline steel exposed to a near-neutral pH soil environment / R. Chu, W. Chen, S.-H. Wang et al. // *Corrosion*. – 2004. – V. 60. – № 3. – P. 275.

40. Wang S.-H. Precyclic-loading-induced stress corrosion cracking of pipeline steels in a near-neutral-pH soil environment / S.-H. Wang, W. Chen, F. King et al. // *Corrosion*. – 2002. – V. 58. – № 6. – P. 526.
41. Koh S.V. Effect of line pipe steel microstructure on susceptibility to sulfide stress cracking / S.V. Koh, J.S. Kim, B.Y. Yang et al. // *Corrosion*. – 2004. – V. 60. – № 3. – P. 244.
42. Ряховских И.В. Совершенствование методов оценки стойкости газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // *Физика и химия обработки материалов*. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
43. Jack T.R. Generation of near-neutral pH and high pH SCC environments on buried pipelines / T.R. Jack, B. Erno, K. Krist et al. // *Corrosion* 2000. – Paper 00362.
44. Игнатенко В.Э. Влияние катодной поляризации на скорость коррозионного растрескивания трубных сталей / В.Э. Игнатенко, А.И. Маршаков, В.А. Маричев и др. // *Защита металлов*. – 2000. – V. 36. – № 2. – С. 132–139.
45. Lu B.T. A mechanistic study on neutral pH stress corrosion cracking in pipeline steels / B.T. Lu, J.L. Lio // *Proc. of the Second International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals*. – Alberta, Canada, 2004. – P. 243.
46. Lynch S.P. Towards understanding the mechanisms and kinetics of environmentally assisted cracking. In: *Environment-induced cracking of materials* / S.P. Lynch // *Chemistry, mechanics and mechanisms*. – Elsevier, 2008. – V. 1. – P. 167.

УДК 621.644.07:[620.194.22+548]

О.А. Крымская, Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, Н.С. Морозов

Связь послойной неоднородности кристаллографической текстуры и предрасположенности к коррозионному растрескиванию под напряжением применительно к трубам магистральных газопроводов

Проблема коррозионного растрескивания труб под напряжением в последние годы стала особенно актуальной в странах, обладающих протяженной системой магистральных газопроводов (МГ) высокого давления. Большинство исследователей процесса коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) сходятся во мнении, что возникновение и развитие трещин обусловлено совместным действием трех факторов: склонности материала к КРН; растягивающих напряжений, превышающих пороговые значения; коррозионно-активной среды [1, 2]. Накопленные к настоящему моменту факты свидетельствуют о том, что в силу совокупного влияния ряда причин, в том числе условий эксплуатации и технологии производства труб, часть образовавшихся трещин прекращают расти при достижении определенной глубины, в то время как другие продолжают рост и при слиянии в магистральную трещину приводят к аварийному разрушению газопровода [3, 4].

Несмотря на обстоятельный анализ условий и факторов, способствующих зарождению и развитию повреждений КРН, сегодня практически не исследована связь между склонностью трубных сталей к КРН и такими его характеристиками, как текстурные и структурные параметры, а также их неоднородность по толщине стенки трубы. При этом как кристаллографическая ориентация зерен, так и степень искаженности их решетки могут играть важную роль в процессах зарождения и роста трещин в трубах МГ [5, 6]. Таким образом, выявление оптимальных текстурных и структурных параметров труб может способствовать более глубокому пониманию механизмов зарождения и развития трещин КРН, совершенствованию способов создания стальных труб с благоприятно ориентированной кристаллографической структурой, повышающей стойкость к КРН.

Тектурные и структурные характеристики труб определяются параметрами технологической обработки материала. Известно, что горячая прокатка стальных листов, используемых при изготовлении труб МГ, приводит к возникновению в них послойной текстурной неоднородности [7–9]. В зависимости от технологии прокатки, принятой на конкретном заводе, характер этой неоднородности может существенно отличаться, так как определяется градиентом температуры и неоднородностью деформации по толщине листа, насыщением поверхностных слоев примесями внедрения из атмосферы и др. Даже в пределах одной технологии прокатанные листы могут иметь различный характер послойной текстурной неоднородности из-за температурных изменений по длине листа, и, кроме того, напряжения, возникающие при формовке трубы, оказывают влияние на ее текстуру. Высказано предположение, что более высокая степень текстурной неоднородности по толщине стенки трубы способна увеличивать ее стойкость к КРН, так как раскрытие трещин может тормозиться при достижении слоя с измененной текстурой из-за высокой взаимной разориентации зерен различных слоев и необходимости изменения плоскости движения трещины, что требует увеличения приложенных напряжений.

Ключевые слова:

текстура, структура, коррозионное растрескивание под напряжением, стальные трубы, газопроводы, послойная неоднородность, горячая прокатка.

Keywords:

texture, structure, stress corrosion cracking, steel pipes, gas pipelines, layerwise inhomogeneity, hot rolling.

Характеристики исследованных МГ

№ участка МГ	Характеристики стали / срок эксплуатации	Размеры трубы: диаметр × толщина стенки, мм	Среднегодовые характеристики эксплуатации МГ			Максимальная глубина обнаруженных трещин, мм
			температура газа, °С	рабочее давление, МПа	σ_r , МПа	
1	Сталь X70, контролируемая прокатка / более 25 лет	1020×14,0	14	5,0	204	1,0–2,0
2		1020×16,0	30	6,6	210	0,6–2,0
3		1420×18,7	15	7,3	265	1,7–3,0

В работах Ю.А. Перловича с соавторами [10, 11] выявлено, что сопротивление труб из термоупрочненной стали коррозионному растрескиванию может увеличиваться с усилением текстурной компоненты $\{110\}\langle 001 \rangle$ на внешней поверхности трубы. Формирование данной компоненты обусловлено развитием процесса динамического деформационного старения (ДДС) в поверхностных слоях горячекатаных листов из ОЦК¹-металлов [12, 13]. ДДС обусловлено насыщением поверхностных слоев листа примесями внедрения из атмосферы, блокирующими скольжение дислокаций при прокатке, вследствие чего изменяются механизмы деформации, а следовательно, и преимущественная ориентация зерен. Присутствие примесей внедрения приводит также к увеличению параметров решетки во внешних слоях, в результате чего возникают сжимающие напряжения за счет взаимодействия с внутренними слоями с меньшим параметром решетки. Такие напряжения препятствуют раскрытию поверхностных трещин в процессе КРН.

Далее в статье приведены результаты изучения связи текстурных особенностей со склонностью к КРН труб, изготовленных из листовой стали X70, полученной контролируемой прокаткой, которая нашла широкое применение при производстве труб для МГ.

Образцы и методы исследования

Анализ текстурной и структурной неоднородности проводился на участках МГ, находившихся в различных условиях эксплуатации (таблица). При этом из каждого МГ было вырезано по два образца: с трещинами, зафиксированными вихретоковой дефектоскопией (ВТД), и без них. Зоны вырезки образцов

соответствовали участкам труб с отслоениями изоляции, на которых грунтовый электролит имел доступ к поверхности металла. При этом образцы без повреждений вырезались на максимально близком расстоянии от поврежденных зон для соблюдения идентичности условий эксплуатации. В таблице также представлены оценочные значения тангенциальных напряжений на внешней поверхности трубы (σ_r).

Исследования проводились на образцах двух типов (рис. 1):

1) образцы, исследуемая поверхность которых перпендикулярна оси трубы, т.е. направлению прокатки (НП) исходного листа, (обозначены как \perp НП) готовились для записи рентгеновских линий;

2) образцы размерами 15×15 мм, исследуемая поверхность которых параллельна плоскости исходного листа (обозначены как \parallel НП), готовились для съемки текстурных прямых полюсных фигур (ППФ) для внешних (поверхностных) и внутренних (половина толщины стенки) слоев трубы.

Для исследования текстуры внешних и внутренних слоев труб записывались по три неполные ППФ с использованием стандартных рентгеновских методов на отражение [14, 15]: $\{110\}$, $\{100\}$ и $\{112\}$. Затем восстанавливались функции распределения зерен по ориентациям (ФРО) с помощью программы LABOTEX [16]. Текстурированный анализ проводился по характерным для кубических материалов трехмерным сечениям ФРО в пространстве углов Эйлера при постоянном $\varphi_2 = 45^\circ$ в интерпретации Бунге [17]. Также рассчитывался так называемый индекс текстуры (f^2) – величина, показывающая степень остроты туры, т.е. преобладание определенных ориентировок зерен по сравнению

¹ ОЦК – объемно-центрированная кубическая решетка.

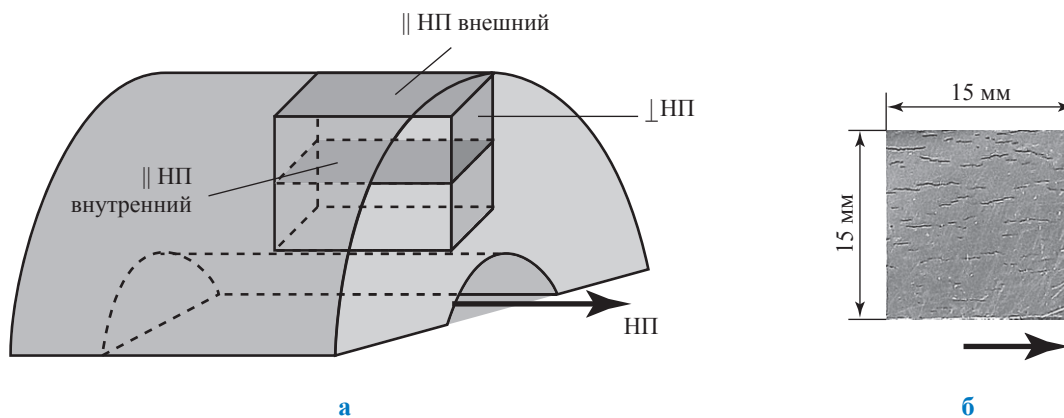


Рис. 1. Схема вырезки (а) и внешний вид подготовленной для исследования поверхности образца \parallel НП (б)

с бестекстурным состоянием, для которого вероятность обнаружения зерен любой ориентации одинакова. Величина f^2 определяется интегрированием квадрата ФРО по всему ориентационному пространству: $f^2 = \oint [f(g)]^2 dg$, где $f(g)$ – величина ФРО в конкретной точке пространства ориентаций g , характеризующегося углами Эйлера ($\varphi_1, \Phi, \varphi_2$) [17].

Экспериментальные результаты и их обсуждение

На рис. 2 представлены фотографии внешних поверхностей трех образцов участков труб с зафиксированными повреждениями КРН.

На рис. 3 показаны характерные сечения ФРО внутренних и внешних слоев образцов исследуемых МГ. Анализ сечений ФРО исследованных образцов свидетельствует о значительной текстурной неоднородности всех труб по толщине стенки. Характер неоднородности, однако, различается в зависимости от конкретной трубы. Так, внутренние слои МГ 1 характеризуются сочетанием компонент, характерным для текстуры фазового превращения деформированного аустенита (γ -фаза) [7, 9]. Это означает, что прокатку труб проводили при

температурах более низких, чем температура рекристаллизации аустенита. Основными текстурными компонентами в этом случае являются компоненты так называемых α -волокна $\{001\}\langle 111 \rangle$ (множество зерен, у которых кристаллографические нормали $\langle 110 \rangle$ параллельны НП) и γ -волокна $\{111\}\langle 112-110 \rangle$ (кристаллографические плоскости $\{111\}$ параллельны плоскости прокатки (ПП)), дополнительная компонента – это $\{554\}\langle 225 \rangle$ [7]. Следовательно, большинство зерен во внутренних слоях МГ 1 ориентированы таким образом, что их кристаллографические плоскости $\{001\}\langle 111 \rangle$ и $\{554\}$ параллельны ПП исходного листа, а кристаллографические направления $\langle 110 \rangle$, $\langle 112 \rangle$ и $\langle 225 \rangle$ параллельны НП.

В то же время в наружных слоях трубы МГ 1 возникает компонента $\{110\}\langle 001 \rangle$, т.е. кристаллографические плоскости $\{110\}$ \parallel ПП, а направления $\langle 001 \rangle$ \parallel НП. Эта компонента, как было показано, образуется в результате ДДС в α -фазе, поэтому ее появление может быть связано с охлаждением поверхностных слоев листа валками. Наличие этой компоненты может повышать устойчивость труб к КРН. Видно, что в поверхностных слоях образца

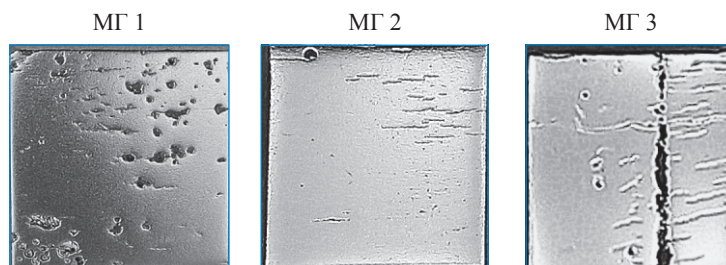


Рис. 2. Внешние поверхности участков МГ с зафиксированными повреждениями КРН

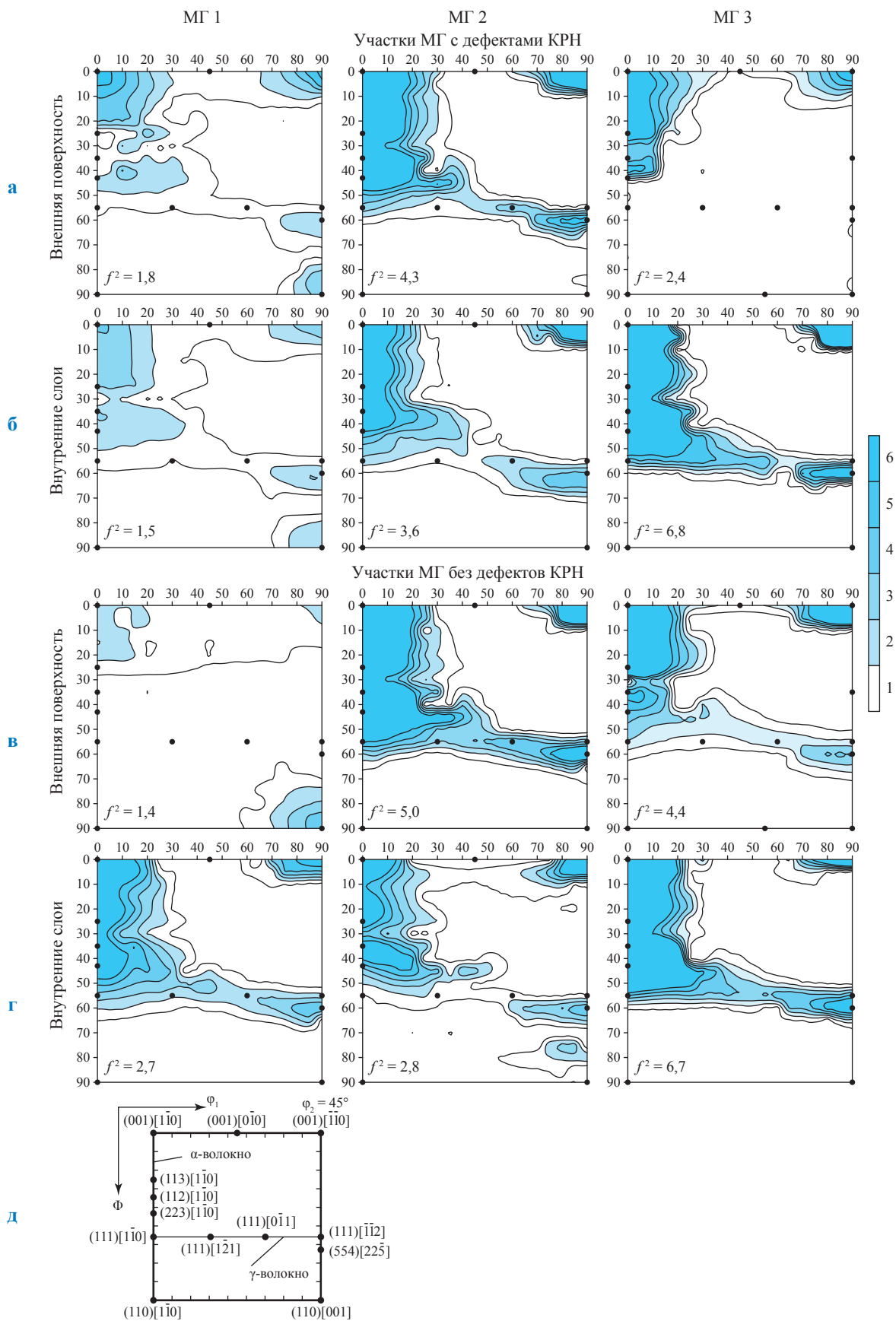


Рис. 3. Сечения ФРО внешних (а, в) и внутренних (б, г) слоев труб с зафиксированными повреждениями КРН (а, б) и без повреждений (в, г), а также схема характерного сечения ФРО (д), на которой точками отмечены основные идеальные ориентировки, связанные с плоской деформацией ОЦК металлов

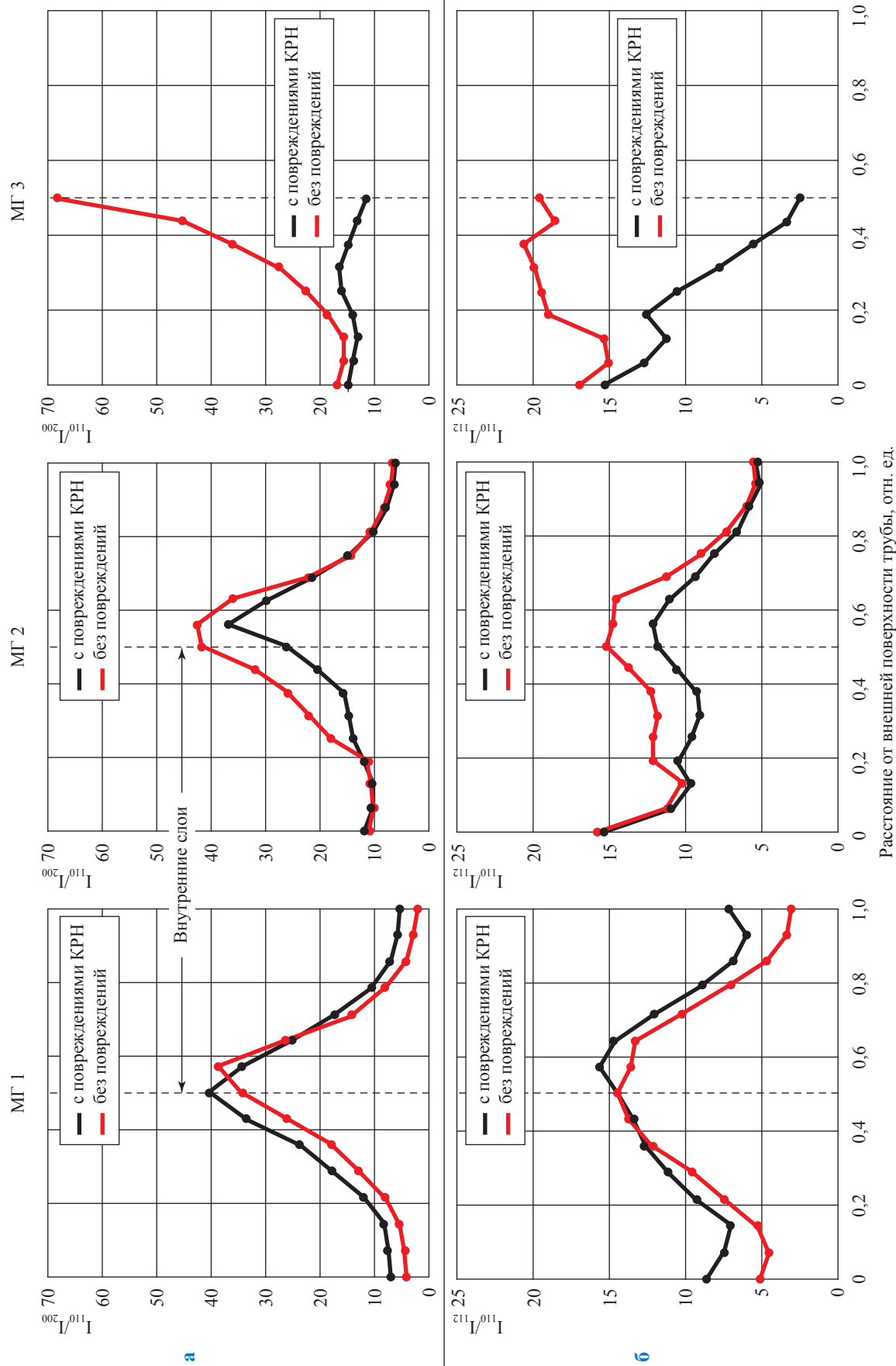


Рис. 4. Распределения соотношений интенсивности рентгеновских линий $I_{110}^{110}/I_{200}^{110}$ (а) и $I_{110}^{011}/I_{112}^{011}$ (б), измеренных по толщине стенки труб различных МГ

МГ 1 без дефектов КРН преобладает компонента $\{110\}\langle 001\rangle$ (см. рис. 3в), что может служить объяснением устойчивости данного участка трубы к КРН.

Текстура образцов МГ 2 имеет более острый характер. Внешние слои трубы так же, как и внутренние, характеризуются компонентами: $\{001-111\}\langle 110\rangle + \{554\}\langle 225\rangle$, при этом текстура поверхностных слоев гораздо острее, что видно по величине f^2 . Текстура неоднородность в данном случае проявляется в уменьшении остроты текстуры во внутренних слоях трубы. В трубах МГ 3 наблюдается наиболее острая текстура с таким же набором текстурных компонент, как и в случае МГ 2, однако в данной трубе острота текстуры растет в направлении от внешних слоев к внутренним.

Такие существенные отличия в текстуре труб исследованных МГ определяются прежде всего неодинаковостью толщин исходных листов и технологических режимов их производства, а также пластической деформацией в процессе формовки трубы. Видно, однако, что одна и та же труба на различных участках имеет схожую текстурную неоднородность.

Для характеристики текстурной неоднородности по толщине стенки труб использовались соотношения интенсивностей различных рентгеновских линий, записанных для образцов \perp НП. Наиболее интересны величины I_{110}/I_{200} и I_{110}/I_{112} , которые в соответствии с текстурными данными в первом случае характеризуют соотношения объемных долей α -волокна и компоненты $\{110\}\langle 001\rangle$, а во втором – α -волокна и суммы текстурных компонент $\{111\}\langle 112\rangle$ и $\{554\}\langle 225\rangle$ вследствие их близкого расположения в ориентационном пространстве. На рис. 4 представлены такие распределения для исследованных МГ. Видно, что в случае МГ 2 и МГ 3 изменения соотношений рентгеновских линий имеют довольно резкие перегибы для участков труб без повреждений КРН (рис. 4а, см. красную кривую для МГ 2 и МГ 3). Также на рис. 4б для этих МГ можно выявить зону, равную приблизительно 0,15 толщины стенки трубы, при переходе через которую резко изменяется соотношение I_{110}/I_{112} , причем более резкий скачок имеют участки без повреждений КРН. Данное значение сопоставимо с максимальной глубиной трещин, обнаруженных ВТД-методом на этих участках.

Образцы труб из МГ 1 не имеют таких резких переходов в распределениях рассматри-

ваемых величин, при этом, несмотря на более «мягкие» условия эксплуатации, в пределах исследованного образца обнаружено довольно большое количество повреждений КРН (см. рис. 2). Однако суммарная площадь поврежденных зон по длине трубы, обнаруженных методом ВТД, меньше, чем в остальных трубах. Можно предположить, что наличие компоненты $\{110\}\langle 001\rangle$ во внешних слоях трубы повышает ее устойчивость к КРН. Следует также отметить, что величины I_{110}/I_{200} и I_{110}/I_{112} для МГ 1 во внешних слоях ниже, чем для остальных МГ. Это свидетельствует о том, что доля α -волокна в этих трубах ниже, при этом более низкие значения наблюдаются на участках без повреждений КРН.

Послойная текстурная неоднородность стальных труб, полученных из горячекатаных листов, обусловлена различием параметров (условий) технологической обработки внутренних и внешних слоев. Закономерности текстурообразования в различных слоях листов позволяют установить температуры, при которых они были прокатаны, а толщина слоев листа, характеризующихся разными текстурами, определяется используемыми режимами прокатки. Тип и степень такой текстурной неоднородности могут оказывать влияние на склонность труб к КРН. В процессе роста трещин КРН при достижении слоя с измененной текстурой их раскрытие может замедляться или останавливаться из-за высокой взаимной разориентации зерен различных слоев и необходимости изменения плоскости движения трещины, что требует дополнительных растягивающих напряжений. Поэтому с увеличением текстурной неоднородности эффекты, вызванные КРН, могут ослабляться.

Таким образом, выявлена значительная послойная текстурная неоднородность материала труб магистральных газопроводов, изготовленных различными производителями. Показано, что в рамках одной технологии прокатки текстура труб одного класса прочности существенно различается в зависимости от конкретных режимов прокатки.

Наличие текстурной компоненты $\{110\}\langle 001\rangle$ во внешних слоях труб повышает их устойчивость к КРН, а высокая доля α -волокна ее понижает. По мере накопления статистических данных, подтверждающих сделанный вывод, возможна разработка практических

рекомендаций по повторному применению труб на участках МГ в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии.

Существенное различие внутренних и внешних слоев металла труб по текстуре способст-

вует замедлению роста трещин вследствие пересечения трещиной слоев с измененной текстурой с высокой взаимной разориентацией зерен и необходимостью изменения плоскости движения трещины.

Список литературы

1. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч. 1: Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, А.Б. Арабей // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1–15.
2. Zheng M. Stress corrosion cracking in pipelines / W. Zheng, M. Elboujdaini, R.W. Revie // Stress corrosion cracking: Theory and practice / ed. by V.S. Raja, Tetsuo Shoji. – Cambridge, UK: Woodhead Publishing Limited, 2011. – P. 749–771.
3. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (670). – С. 52–54.
4. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724 (спецвыпуск). – С. 10–15.
5. Venegas V. On the influence of crystallographic texture on pitting corrosion in pipeline steels / V. Venegas, F. Caleyo, L.E. Vázquez et al. // Int. J. Electrochem. Sci. – 2015. – № 10. – P. 3539–3552.
6. Szpunar J.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / J.A. Szpunar, M.A. Arafin // Corrosion Science. – 2009. – № 51. – P. 119–128.
7. Jonas J.J. Transformation textures associated with steel processing / J.J. Jonas // Microstructure and Texture in Steels. – London: Springer, 2009. – P. 3–17.
8. Raabe D. Overview on basic types of hot rolling textures of steels / D. Raabe // Steel Research. – 2003. – V. 74. – № 5. – P. 327–337.
9. Engler O. A Study of through-thickness texture gradients in rolled sheets / O. Engler, M.-Y. Huh, C.N. Tome // Metallurgical and materials transactions A. – 2000. – V. 31A. – P. 2299–2314.
10. Perlovich Yu. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress-corrosion cracking of steel tubes / Yu. Perlovich, O. Krymskaya, M. Isaenkova et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – V. 130. – № 012009, doi: 10.1088/1757-899X/130/1/012009.
11. Перлович Ю.А. Влияние послышной текстурной неоднородности труб магистральных газопроводов на их склонность к коррозионному растрескиванию под напряжением / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, О.А. Крымская и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2 (31): Коррозия. – С. 28–31.
12. Perlovich Yu. Effects of dynamical deformation ageing on structure and texture of hot-rolled sheets from alloyed BCC metals / Yu. Perlovich, M. Isaenkova // Int J. Mater. Form. 3. – 2010. – № 1. – P. 1143–1146.
13. Perlovich Yu. Development of strain hardening inhomogeneity during texture formation under rolling of BCC-metals / Yu. Perlovich // Numerical prediction of deformation processes and the behaviour of real materials: proc. 15th Riso International Symposium on Materials Science. – 1994. – P. 445–450.
14. Перлович Ю.А. Современные методы экспериментального построения текстурных прямых полных полюсных фигур по рентгеновским данным / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, В.А. Фесенко // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2013. – Т. 79. – № 7, ч. 1. – С. 25–32.
15. Isaenkova M. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data / M. Isaenkova, Yu. Perlovich, V. Fesenko // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – V. 130. – № 012055, doi:10.1088/1757-899X/130/1/012055.
16. LaboTex v. 3.0 by LaboSoft (Krakow, Poland) // <http://www.labosoft.com.pl>
17. Bunge H.-J. Texture analysis in materials science / H.-J. Bunge. – London: Butterworth, 1982.

УДК 621.644.07:[620.194.22+621.3.082.7]

М.М. Кантор, В.В. Судьин, В.А. Боженов

Применение метода дифракции отраженных электронов для изучения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных трубопроводов

Ключевые слова:
транскристаллитное
коррозионное
растрескивание
под напряжением,
магистральный
газопровод
высокого давления,
трубная сталь,
метод дифракции
отраженных
электронов,
кристаллография
разрушения.

Keywords:
transgranular stress
corrosion cracking,
high-pressure gas
main,
pipe steel,
backscattered
electron diffraction
method,
crystallography
of destruction.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) – синергетический процесс разрушения материала в результате одновременного воздействия двух факторов – коррозионно-агрессивной среды и механических напряжений. Тем не менее обычно классификацию механизмов КРН трубных сталей подземных трубопроводов высокого давления проводят только лишь на основе коррозионного фактора. Различают две формы КРН: 1) в щелочной среде (при $\text{pH} = 9\text{--}12$) – трещины распространяются по границам зерен; 2) в околонеutralной среде (при $\text{pH} = 5,5\text{--}7$), где преобладает транскристаллитный рост трещин [1].

Ранее для исследования КРН применялись лишь металлографические методики определения пути распространения трещины и изучения изломов, но понимание важности кристаллографических особенностей зарождения и развития трещин потребовало применения дифракционных методик. Поскольку большинство методов, использующих дифракцию рентгеновского излучения, не обладают достаточной локальностью для изучения отдельных трещин, широкое распространение в изучении КРН получил метод дифракции отраженных электронов (ДОЭ), позволяющий определять ориентацию кристаллита с локальностью до 50 нм [2].

Метод ДОЭ заключается в сканировании электронным пучком поверхности образца с регистрацией картин дифракции отраженных электронов, несущих в себе информацию об ориентации кристаллической решетки. Метод реализуется в растровом электронном микроскопе с помощью установки камеры регистрации дифракционных картин и программного обеспечения для их индентификации и управления системой. Получаемая информация об ориентации кристаллической решетки обрабатывается с применением различных форм визуального представления и приемов статистического анализа.

Из первичной информации об ориентации отдельных кристаллитов методом ДОЭ можно получить информацию о строении границ зерен, текстуре материала и локальной деформации. Применение ДОЭ позволило определить зерна поликристаллического материала как области с одинаковой ориентацией, окруженные со всех сторон высокоугловыми границами, а также идентифицировать эти границы [3].

Метод ДОЭ позволяет изучать характер границ зерен, поэтому за рубежом его широко использовали для изучения межзеренного КРН. Установлено, что наиболее устойчивыми являются преимущественно малоугловые границы, а также так называемые специальные границы с низким значением количества узлов совпадения решеток [4]. В то же время случайные высокоугловые границы оказались чувствительными к межзеренному КРН. На основе этих представлений выработаны рекомендации по выбору микроструктур сталей для повышения сопротивляемости межзеренному КРН [5]. Методы термомеханической обработки сталей, разработанные исходя из принципов инженерии границ зерен, позволяют создавать стали, устойчивые к межзеренному КРН [6]. Опубликованы результаты исследований механизма транскристаллитного КРН металла труб из аустенитных нержавеющей сталей, эксплуатируемых в водо- и паропроводах атомных электростанций, с точки зрения кристаллографии разрушения [7–9], в то время как этот же аспект разрушения

низколегированных малоуглеродистых сталей путем транскристаллитного КРН достаточно подробно не изучался. Тем не менее понимание кристаллографических особенностей транскристаллитного КРН малоуглеродистых низколегированных сталей, характерного для отечественных газопроводов, важно с точки зрения дальнейшей разработки материалов, устойчивых к растрескиванию, и методов предотвращения образования новых и остановки уже существующих трещин.

Методика эксперимента

В качестве объекта исследования был выбран темплет, вырезанный из участка нефтепровода, выполненного из стали 17Г1С-У, содержащий колонию коротких несквозных трещин КРН, аналогичную описанную ранее в атласе [10]. Из темплета в месте образования колонии стресс-коррозионных трещин вырезали образцы в плоскости, перпендикулярной поверхности трубы, и плоскости распространения трещин и по стандартным металлографическим методикам подготовили шлифы. Исследование шлифов проводилось с использованием растрового электронного микроскопа CrossBeam1540EsB (Carl Zeiss, Германия) (рис. 1). Микрофотографирование проводилось при ускоряющем напряжении 15–25 кВ во вторичных и отраженных электронах. Для регистрации картин дифракции использовался детектор Nordlys S (Oxford Instruments, Великобритания).

Для участков трещины, на которых глубина коррозии устья составила размер одного зерна и более, не всегда возможно установить

характер границ зерен, по которым прошло разрушение. Тем не менее при анализе трещин транскристаллитного КРН часто встречаются узкие участки трещин с небольшой степенью коррозии вдоль устья [10]. Такие участки были отобраны для исследования.

Визуальное представление результатов, полученных методом ДОЭ, может осуществляться в различных формах. В данном случае основной формой служили ориентационные карты сечений поликристаллического материала плоскостью шлифа, на которых цветами кодировались ориентации кристаллита на обратной полюсной фигуре (ОПФ) (рис. 2).

Другой возможной формой визуального представления результатов ДОЭ являются карты локальной разориентации (рис. 3). На них цветом в каждой точке кодируется разница между углами ориентации решетки этой точки и ее соседей внутри зерна. Таким образом, можно визуализировать пространственное распределение напряжений и деформации в микроструктуре.

Результаты эксперимента

Обнаруженные короткие трещины (< 5 мкм) КРН часто находились на дне коррозионных питтингов (рис. 4). На полученных ориентационных картах видно, что трещины образуются на границах зерен и на границах фаз (рис. 5). Данное наблюдение приводит к предположению о том, что эти границы обладают повышенной чувствительностью к КРН относительно тела зерна и других границ. Возможность определения типа границы зерна позволяет провести исследование природы таких границ.

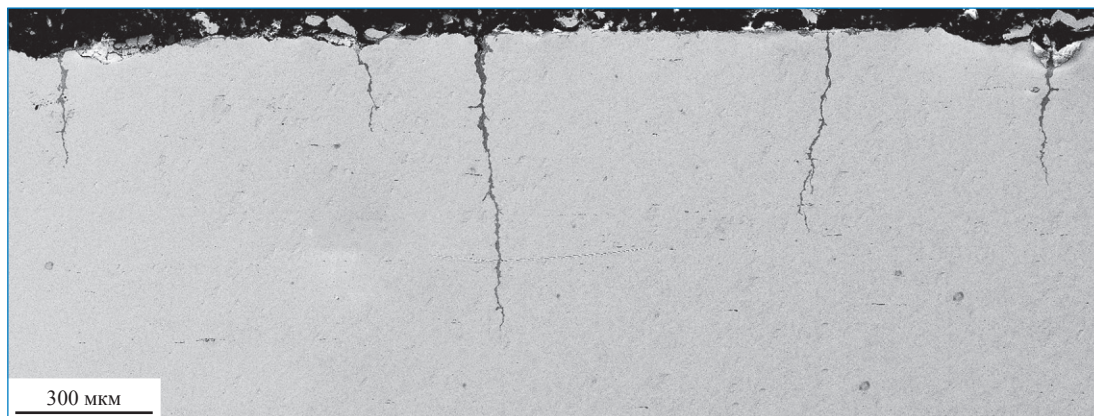


Рис. 1. Электронная микрофотография сечения участка трубы, содержащего колонию трещин КРН

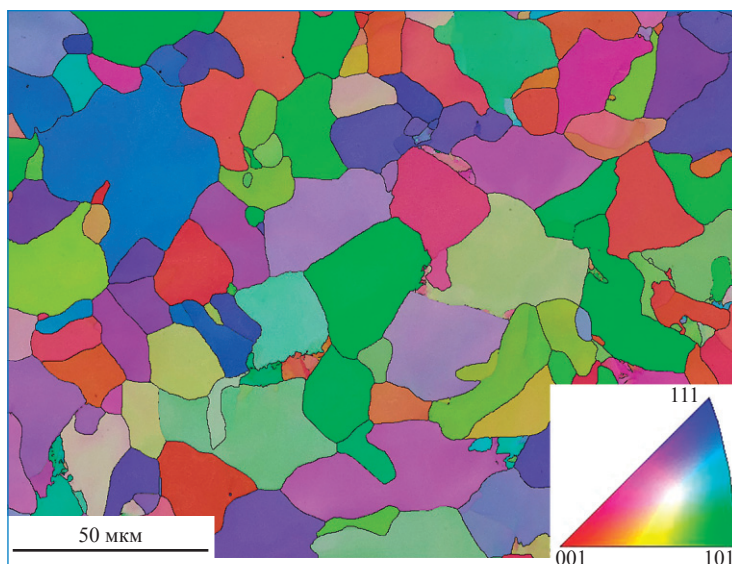


Рис. 2. Ориентационная карта микроструктуры горячекатаной стали 09Г2С в координатах ОПФ: в правом углу – ОПФ с цветовой кодировкой ориентаций решетки зерна феррита; черными линиями отмечены границы зерен

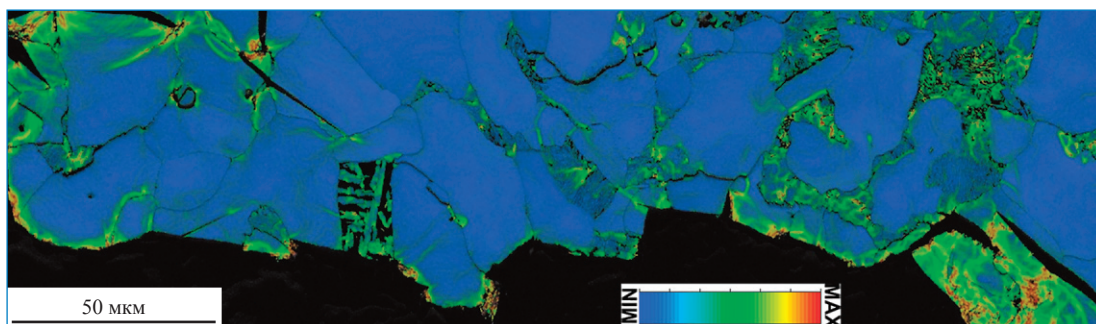


Рис. 3. Карта локальных разориентаций на сечении излома образца стали 09Г2С после испытаний на ударный изгиб: по радужной шкале от синего до красного закодирована степень разориентации соседних точек

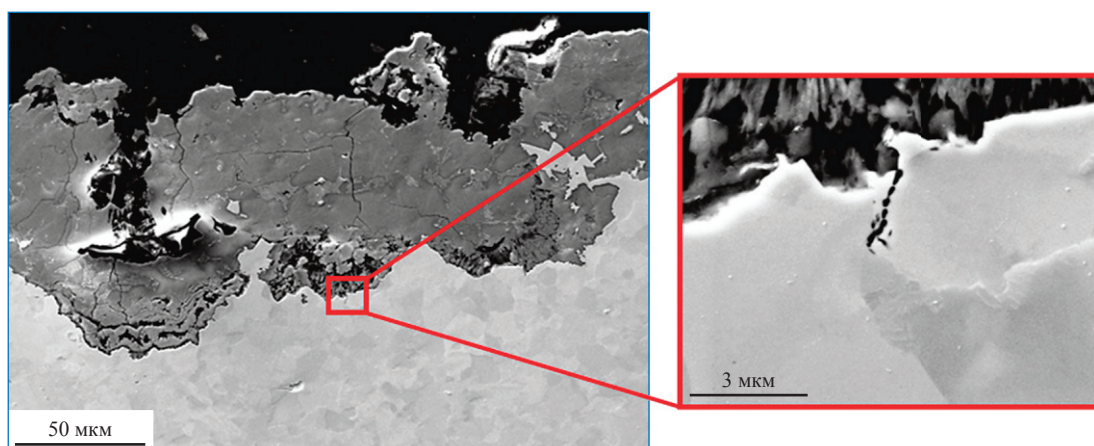


Рис. 4. Электронные микрофотографии короткой трещины КРН на дне коррозионного питтинга

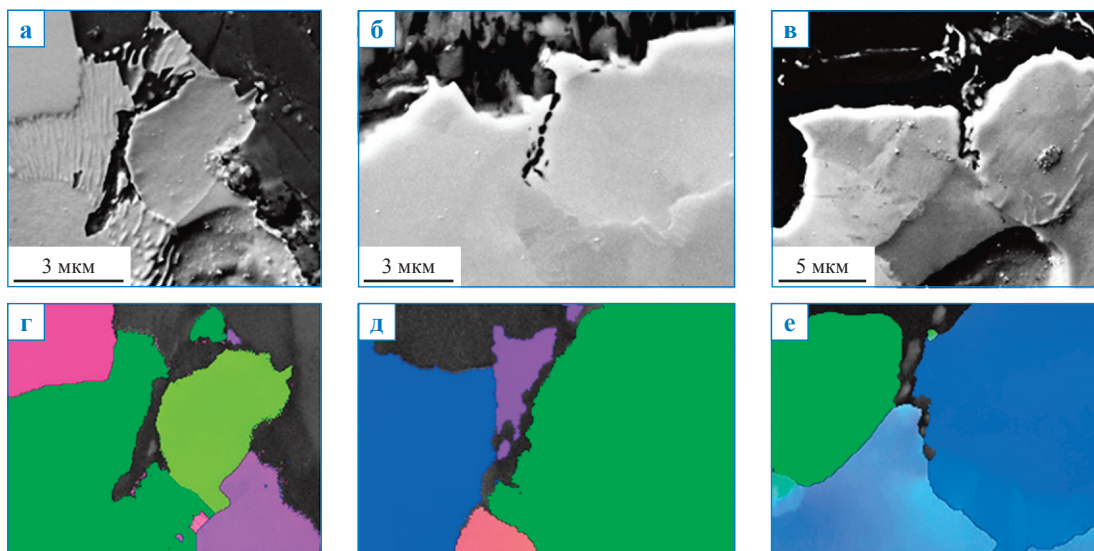


Рис. 5. Электронные микрофотографии коротких трещин КРН (а, б, в) и ориентационные карты в координатах ОПФ (г, д, е) тех же участков

Установлено, что разрушенные границы имеют разориентацию более 20° (рис. 6).

На межзеренном участке более длинной трещины глубиной 200 мкм (рис. 7) в верхней части изображения наблюдается отклонение трещины от прямолинейного распространения в направлении приложенного напряжения в пользу роста вдоль границы по контуру зерна. Подобные изменения направления роста наблюдаются и на других межзеренных участках. Также появляются участки транскристаллитного роста, и разрушение становится смешанным.

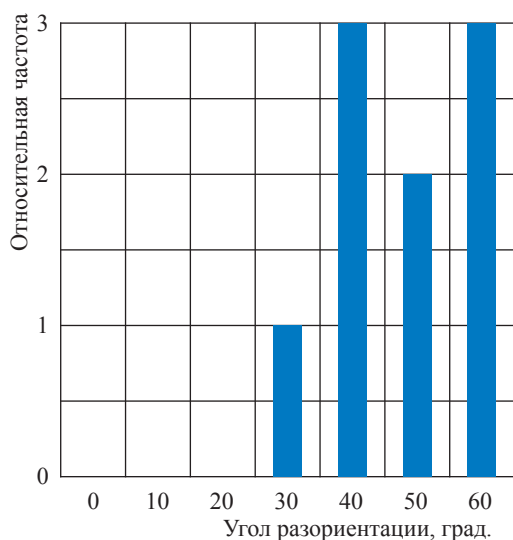


Рис. 6. Диаграмма распределения ориентаций разрушенных границ

Наблюдаемые трещины глубиной более 300 мкм распространяются в основном транскристаллитно, продвигаясь по границам зерен лишь тогда, когда они совпадают с направлением роста трещины (рис. 8). При этом направление роста внутри одного зерна постоянно, что может подтверждать теорию о транскристаллитном распространении трещин КРН по направлениям скола в кристалле, выдвинутую для аустенитных сталей [8] в том числе по итогам экспериментов на монокристаллах [7].

Одним из факторов, определяющих переход от межзеренного к транскристаллитному росту, может являться следующее: способность трещины распространяться вдоль границы зерна зависит также от того, насколько благоприятно ориентирован чувствительный к КРН сегмент границ зерен относительно направления приложенного напряжения. При увеличении длины трещины вероятность встретить на пути такой участок возрастает. Если межзеренная трещина упирается в тройной стык, значимыми параметрами становятся природа и геометрия каждой из двух доступных границ зерен. В неблагоприятных случаях имеет место переход от межзеренного распространения трещины к транскристаллитному или происходит затупление ее вершины и рост приостанавливается. Данное представление согласуется с предложенными ранее теориями распространения межзеренного разрушения [11].

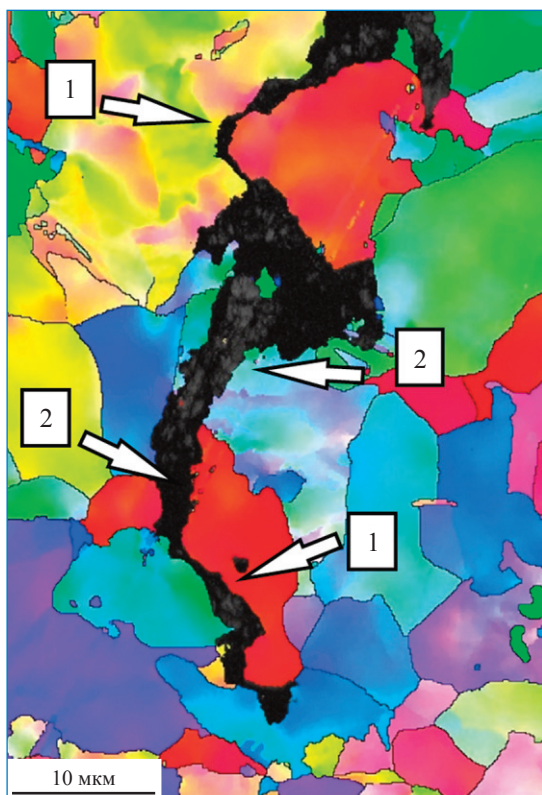


Рис. 7. Трещина КРН глубиной 200 мкм на ориентационной карте в координатах ОПФ: 1 – участки межзеренного разрушения; 2 – участки транскристаллитного разрушения

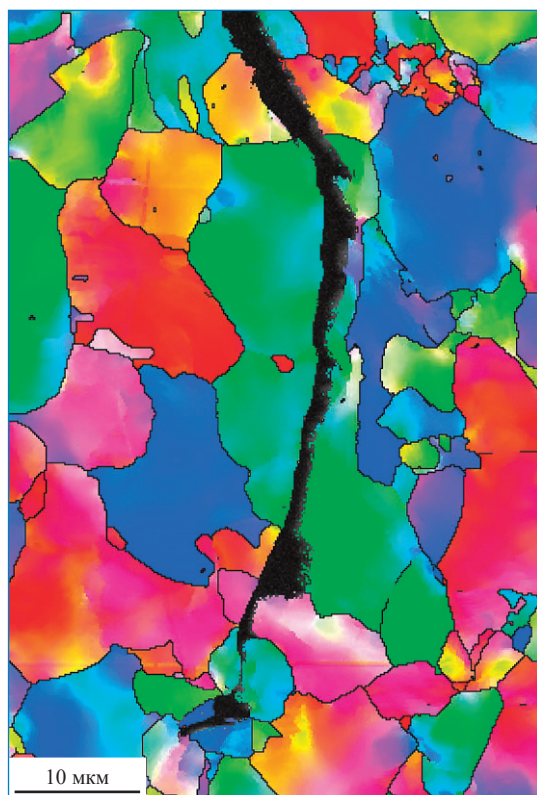


Рис. 8. Трещина КРН глубиной более 300 мкм на ориентационной карте в координатах ОПФ

Важные результаты были получены при измерении степени деформации материала в области трещин различной глубины. Относительная деформация в локальном объеме материала также может быть измерена методом ДОЭ. Для этого измеряется среднее рассеяние ориентаций в пределах зерна (РОЗ), которое линейно зависит от степени деформации материала [12]. Измеренная степень деформации в зоне острия трещины увеличивается с ростом глубины трещины, возрастая для трещин глубиной более 300 мкм более чем в 3 раза по сравнению с трещинами глубиной до 5 мкм (рис. 9). Такое изменение говорит о возможном изменении механизма роста трещины.

Построение карт локальной разориентации кристаллитов позволяет визуализировать локальные деформации кристаллической решетки на пути трещины, так как плотность таких разориентаций линейно зависит от остаточной пластической деформации [13]. В наблюдаемых трещинах локальные деформации в устье и на острие трещины распределены равномерно (рис. 10). В то же время пластическая деформация материала на удалении более одного зерна от трещины

не характерна для хрупкого скола. Также степень локальной деформации вдоль устья трещины для КРН существенно превосходит степень локальной деформации вблизи хрупких изломов.

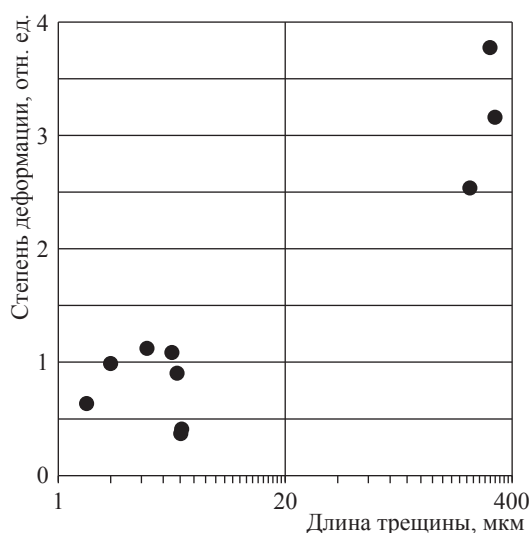


Рис. 9. Деформация материала на остриях трещин КРН различной длины

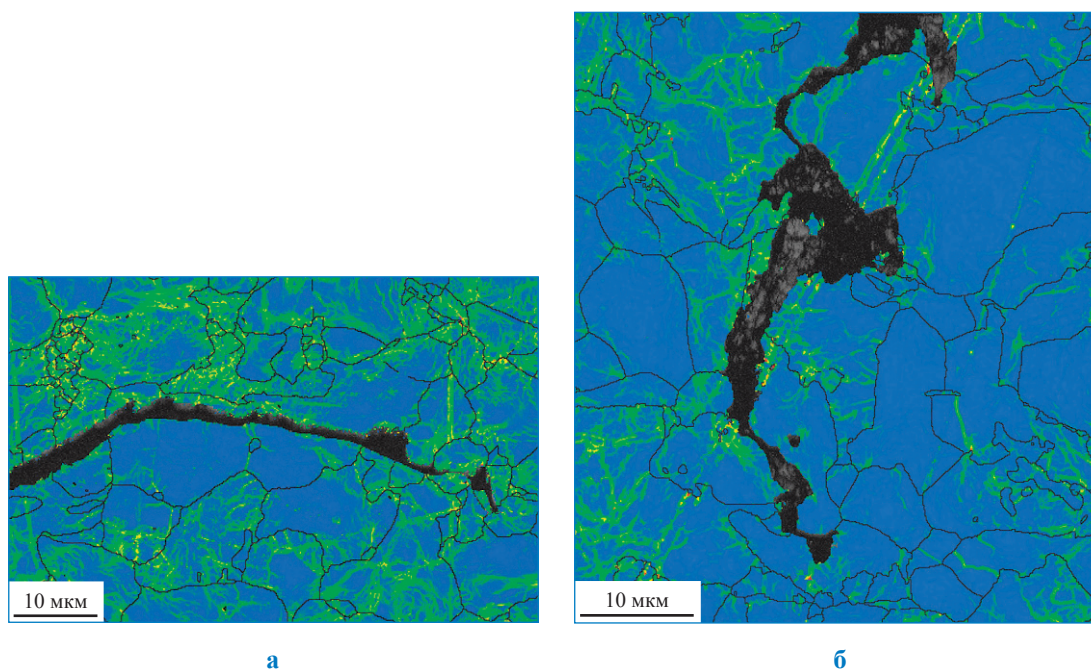


Рис. 10. Карты локальной разориентации трещин глубиной более 300 мкм (а) и глубиной 200 мкм (б)

В ходе исследования обоснована целесообразность применения метода ДОЭ при исследовании механизмов образования транскристаллитного КРН стальных нефтегазопроводов и его развития на ранних стадиях. Короткие трещины КРН образуются только на случайных высокоугловых границах зерен и границах фаз.

Показан переход от межзеренного распространения трещины к транскристаллитному.

Изменение степени локальной пластической деформации около устья трещины с ее ростом наряду с изменением пути распространения может свидетельствовать об изменении механизма ее распространения в ходе роста.

Локальная пластическая деформация вдоль пути распространения глубоких трещин значительно превосходит деформацию для хрупкого разрушения.

Список литературы

1. Fang B.Y. Review of stress corrosion cracking of pipeline steels in «low» and «high» pH solutions / B.Y. Fang et al. // *Journal of materials science*. – 2003. – V. 38. – № 1. – P. 127–132.
2. Humphreys F.J. Review grain and subgrain characterisation by electron backscatter diffraction / F.J. Humphreys // *Journal of materials science*. – 2001. – V. 36. – № 16. – С. 3833–3854.
3. ISO 13067:2011. International Standard. Measurement of average grain size.
4. Arafin M.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // *Corrosion Science*. – 2009. – V. 51. – № 1. – P. 119–128.
5. Arafin M.A. Modeling of grain boundary character reconstruction and predicting intergranular fracture susceptibility of textured and random polycrystalline materials / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // *Computational Materials Science*. – 2010. – V. 50. – № 2. – P. 656–665.

6. Shimada M. Optimization of grain boundary character distribution for intergranular corrosion resistant 304 stainless steel by twin-induced grain boundary engineering / M. Shimada et al. // *Acta Materialia*. – 2002. – V. 50. – № 9. – P. 2331–2341.
7. Qiao L.J. Discontinuous surface cracks during stress corrosion cracking of stainless steel single crystal / L.J. Qiao et al. // *Corrosion Science*. – 2011. – V. 53. – № 11. – P. 3509–3514.
8. Spencer D.T. The initiation and propagation of chloride-induced transgranular stress-corrosion cracking (TGSCC) of 304L austenitic stainless steel under atmospheric conditions / D.T. Spencer et al. // *Corrosion Science*. – 2014. – V. 88. – P. 76–88.
9. Lozano-Perez S. Three-dimensional characterization of stress corrosion cracks / S. Lozano-Perez, P. Rodrigo, L.C. Gontard // *Journal of Nuclear Materials*. – 2011. – V. 408. – № 3. – P. 289–295.
10. Арабей А.Б. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 105 с.
11. Lu J. Microstructural model of intergranular fracture during tensile tests / J. Lu, J.A. Szpunar // *Journal of materials processing technology*. – 1996. – V. 60. – № 1. – P. 305–310.
12. Kamaya M. Measurement of plastic strain of polycrystalline material by electron backscatter diffraction / M. Kamaya, A.J. Wilkinson, J.M. Titchmarsh // *Nuclear engineering and design*. – 2005. – V. 235. – № 6. – P. 713–725.
13. Lehockey E.M. Mapping residual plastic strain in materials using electron backscatter diffraction / E.M. Lehockey, Y.P. Lin, O.E. Lepik // *Electron backscatter diffraction in materials science*. – N.Y.: Springer-Verlag Inc., 2000. – P. 247–264.

УДК 621.644.07:620.194.22

И.Г. Родионова, А.И. Зайцев, К.А. Удод, О.Н. Бакланова

Роль технологического и металлургического передела в процессе образования стресс-коррозионных повреждений в трубах из сталей классов прочности Х70–Х80

КРН (коррозионное растрескивание под напряжением) является одним из опаснейших видов повреждений труб магистральных газопроводов (МГ). Большинство авторов отождествляют явления КРН и стресс-коррозии. Однако более корректно рассматривать КРН как одну из стадий стресс-коррозии. Возникновение КРН определяется сочетанием внешних условий эксплуатации, напряженного состояния, структуры и свойств металла. При стресс-коррозии металл газопроводов неравномерно охрупчивается и растрескивается, в большинстве случаев начиная с наружной поверхности. При достижении определенной глубины трещин происходят разрыв трубы, выброс газа под большим давлением, самовозгорание с высотой пламени до нескольких десятков метров. Фрагменты трубопровода оказываются выброшенными на большие расстояния от места разрушения, выжигается поверхность земли, иногда до 100 м и более от очага разрушения. Таким образом, стресс-коррозия МГ представляет собой большую опасность как для самих трубопроводов, так и для окружающей среды и населения.

Статистический анализ аварийности, а также результатов внутритрубной диагностики трубопроводов позволяет сделать однозначный вывод о влиянии на стресс-коррозию параметров технологического передела, в частности способов формовки и сварки труб – прямошовные трубы с одним сварным швом, двумя сварными швами и спиральношовные трубы. Так, наиболее подвержены КРН двухшовные трубы. Им соответствуют повышенная аварийность трубопроводов и наиболее глубокие дефекты. Трубные стали, из которых изготовлены действующие в настоящее время МГ, условно можно разделить на четыре группы: нормализованные стали типа 17ГС; термоулучшенные стали с карбонитридным упрочнением, дополнительно легированные ванадием и азотом (17Г2АФ, 14ГАФ-У, 17Г2СФ); стали контролируемой прокатки с феррито-перлитной структурой классов прочности Х60–Х70; стали контролируемой прокатки с феррито-бейнитной или бейнитной структурой классов прочности Х70–Х80. Практика свидетельствует, что все трубные стали хотя и в разной степени, но подвержены КРН. Это относится к сталям, произведенным в России, Франции, Италии, Японии, Германии и других странах.

В то же время нормируемые сегодня параметры трубных сталей для МГ не позволяют оценить стойкость труб в отношении КРН, а существующие методы оценки сопротивляемости металлов КРН не обладают достаточной достоверностью, так как не учитывают реальных условий эксплуатации МГ. Сказанным определяется актуальность проведения работ, направленных на исследование роли технологического и металлургического передела в процессе образования повреждений КРН на трубах из сталей классов прочности Х70–Х80, которые в настоящее время наиболее востребованы, а также на освоение технологий производства и применения сталей, стойких к стресс-коррозии. Для этого необходимо решить целый ряд задач, включая разработку методики комплексных исследований коррозионно-механических свойств сталей в лабораторных условиях, исследование с помощью разработанной методики роли металлургического и трубного передела, вклада характеристик микроструктуры

Ключевые слова: магистральные газопроводы, коррозионное растрескивание под напряжением, трубная сталь, металлургический и трубный передел, микроструктура, неметаллические включения, методы оценки стойкости к стресс-коррозии.

Keywords: gas mains, stress corrosion cracking, pipe steel, metallurgical and pipe redistribution, microstructure, nonmetallic inclusions, methods for estimation resistance stress-corrosion.

стали в образование повреждений КРН, разработку требований к сталям повышенной стойкости к КРН и технологии их производства.

Анализ современной научно-технической литературы [1–7], затрагивающей проблему повышения стойкости сталей МГ к КРН, включая существующие представления о механизмах указанных процессов, факторах, влияющих на их развитие, возможностях деградации металла в процессе эксплуатации, особенностях сталей разных поколений и ряд других вопросов, показал, что в общем случае процесс разрушения имеет две стадии:

1) возникновение очагов локальной коррозии на поверхности трубы по классическому электрохимическому механизму;

2) развитие КРН по механизму анодного растворения металла в устье трещины или водородного охрупчивания.

В то же время механизмы протекания указанных процессов недостаточно хорошо изучены, в частности, из-за того, что в настоящее время в эксплуатации находятся трубопроводы из сталей разных поколений, существенно различающихся и химическим составом, и микроструктурой, и загрязненностью неметаллическими включениями разных типов. В ходе экспериментальных исследований установлено

[8–10], что повреждения в разрушенных трубах развивались преимущественно по границам зерен, т.е. имела место так называемая интеркристаллитная (ИК) стресс-коррозия. Однако рост доли аварий с преимущественно транскристаллитным (ТК) механизмом разрушения свидетельствует о необходимости более детального исследования данного вида разрушения.

На сегодняшний день нет единой точки зрения на влияние параметров металлургического качества сталей на стойкость труб к стресс-коррозии. Кроме того, используются различные подходы к разработке методов испытаний стали на стойкость к стресс-коррозии. Поэтому первоначально было решено исследовать образцы МГ с известным сроком эксплуатации, предшествовавшей образованию стресс-коррозионных повреждений.

Исследование характера разрушения сталей МГ

В табл. 1–3 приведены основные параметры пяти тестируемых образцов разных МГ. Образцы 1 и 5 изготовлены (см. табл. 3) из сталей типа 10Г2ФБ с более низким содержанием углерода и серы (далее – стали класса 2) по сравнению со сталью образцов 2–4 (далее – стали класса 1). Очевидно, что стали класса 2 были

Таблица 1

Основные технические параметры обследованных трубопроводов с повреждениями КРН

№ образца	Ø трубы × толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Тип трубопровода (категория по СНиП)	Срок эксплуатации, лет	Причина отказа
1	1020×12,9	7,48	Выходной шлейф компрессорной станции (I)	29	Разрыв по причине КРН
2	1220×14,2	5,4		16	Повреждение КРН недопустимой глубины
3	720×8,0	5,4	Линейная часть (III)	26	Разрыв по причине КРН
4	1220×15,2	5,4	Выходной шлейф компрессорной станции (I)	34	Повреждение КРН недопустимой глубины
5	1220×12,0	5,4	Линейная часть (III)	21	Разрыв по причине КРН

Таблица 2

Химический состав сталей исследованных образцов

№ образца	Содержание элементов, % масс.											
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Al	Ti	V	Nb
1	0,08	0,41	1,5	0,016	0,005	0,015	0,021	0,011	0,027	–	0,074	0,037
2	0,17	0,51	1,55	0,020	0,020	0,053	0,076	0,087	0,020	0,019	–	–
3	0,185	0,48	1,31	0,022	0,026	0,13	0,063	0,094	0,023	0,009	–	–
4	0,26	0,37	1,36	0,020	0,030	0,14	0,082	0,14	0,005	0,008	–	–
5	0,11	0,44	1,53	0,023	0,002	0,033	0,043	0,014	0,038	0,002	0,041	0,027

Таблица 3

Характеристики микроструктуры исследованных образцов и загрязненность неметаллическими включениями:

Ф – феррит; П – перлит; Сц – структурно-свободный цементит

№ образца	Марка стали	Структура	№ зерна	Балл полосчатости	Балл по шкале неметаллических включений		
					сульфиды пластичные	оксиды точечные	оксиды строчечные
1	10Г2ФБ	Ф + П	7 и 9 – поверхность; 6 и 9 – центр	2	2	2	3
2	17Г1С	Ф + П	8	1	2	3	3
3	17ГС	Ф + П	7	3	3	3	3
4	25Г2	Ф + П	7	3	3	3	3
5	10Г2ФБ	Ф + Сц + П	7 и 8 – поверхность; 8 – центр	1 – поверхность; 4 – центр	0	1	1

произведены позже с использованием приемов, обеспечивающих десульфурацию жидкой стали при ее ковшовой обработке. Сталь всех образцов имела феррито-перлитную структуру, высокую загрязненность неметаллическими включениями по ГОСТ 1778-70 (кроме образца 5). Сталям образцов 3–5 соответствует высокий балл полосчатости структуры.

Анализ состояния металла образцов 2–4 выявил наличие трещин, располагающихся

перпендикулярно поверхности (рис. 1). Можно сделать вывод о том, что они зарождаются от очагов локальной коррозии на наружной поверхности образца и распространяются преимущественно по границам зерен (стресс-коррозия ИК). В образцах 1 и 5 можно видеть как трещины, распространяющиеся вглубь образца, так и ветвистые трещины, местами распространяющиеся почти параллельно поверхности, причем преимущественно по телу зерна (стресс-коррозия ТК).

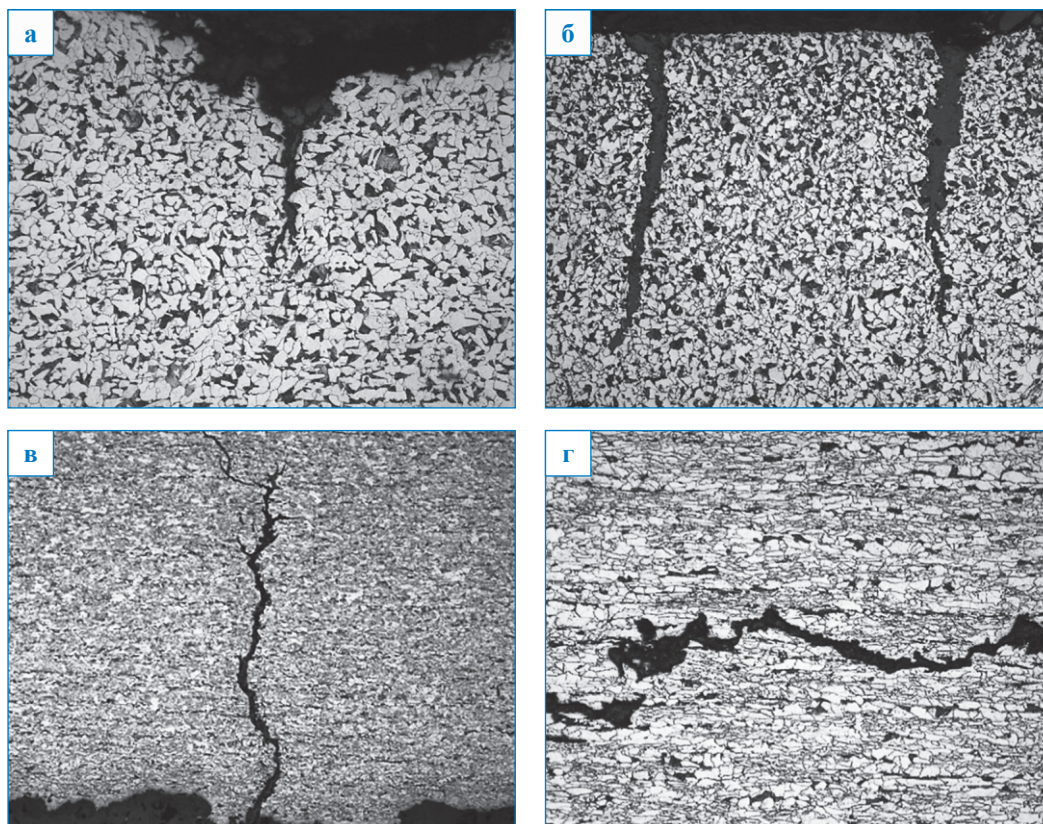


Рис. 1. Вид трещин КРН: а – образец 2; б – образец 4; в – образец 1; г – образец 5

Вид излома стали образца 5 (наиболее низкая стойкость к стресс-коррозии среди сталей класса 2) после испытаний на растяжение свидетельствует о том, что, несмотря на вязкий характер разрушения, в изломе присутствуют многочисленные водородные поры (рис. 2, табл. 4). Причем в большинстве наиболее крупных пор можно наблюдать неметаллические включения сложного состава (существенная загрязненность – до 13 включений на 1 мм² площади микрошлифа), аналогичные коррозионно-активным неметаллическим включениям (КАНВ) [11]. Это доказывает, что КАНВ являются эффективными ловушками водорода, который поступает в сталь в процессе эксплуатации с образованием участков с повышенным содержанием водорода (молекулярного или в виде соединений), что и приводит к снижению коррозионной стойкости, разрушая металл, причем не по границам, а по телу зерна.

Установлено также присутствие незначительного количества КАНВ в образце 1 (до трех включений на 1 мм² площади микрошлифа). В металле образца 1 (рис. 3, табл. 5) наиболее глубокие трещины расположены вблизи скоплений неметаллических включений, образованных корундом (Al₂O₃). Причиной возникновения указанных повреждений является метал-

лургическое качество металла, а именно: присутствие скоплений неметаллических включений, оцененных по ГОСТ 1778 в 3 балла.

Аналогично для выявления основных ловушек водорода изломы стали остальных образцов были также исследованы после испытаний на растяжение. В металле образца 2 (рис. 4, табл. 6) вблизи наиболее глубоких повреждений наблюдаются скопления выделений сульфида марганца. Помимо них выявлено значительное количество участков с большими водородными порами, в которых имеет место повышенное содержание марганца, но отсутствует сера. Это может быть связано с образованием высокотемпературных сегрегаций марганца и кремния по границам зерен с последующим образованием на них сегрегаций фосфора и углерода, приводящим к наводороживанию указанных участков.

Участие водорода в развитии стресс-коррозии. Метод водородной диагностики

Вопрос о роли водорода в развитии процессов стресс-коррозии поднимался достаточно давно [12, 13]. Анализ данных свидетельствует, что эффективными ловушками водорода являются пластичные сульфиды марганца, другие неметаллические включения, в том числе КАНВ,

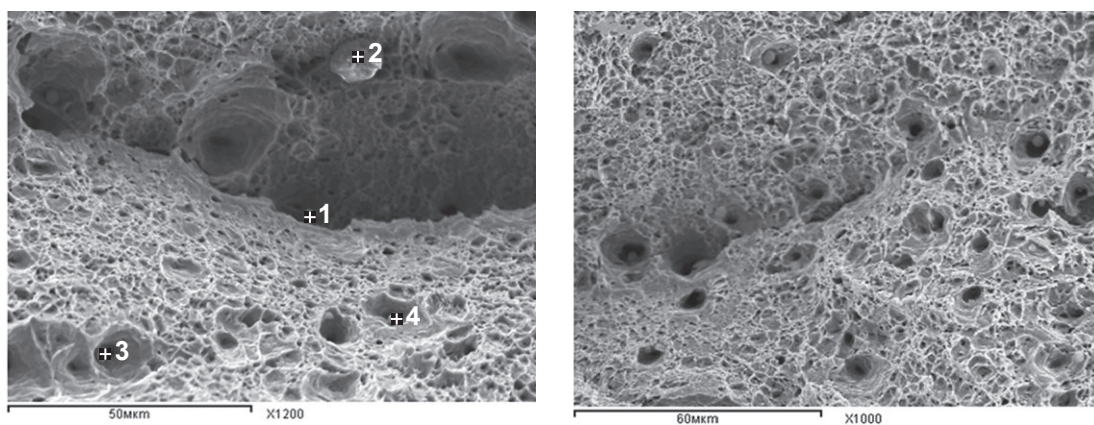


Рис. 2. Излом стали на образце 5

Таблица 4

Результаты электронно-микроскопического анализа образца 5

Спектр	Содержание элементов, % масс.							
	O	Mg	Al	Si	S	Ca	Mn	Fe
1	1,41	1,46	0,00	0,00	18,05	3,08	44,92	31,08
2	43,84	1,33	1,58	3,74	5,49	25,93	0,00	18,09
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	3,68	13,65	82,03
4	2,35	2,84	1,11	0,00	21,71	3,87	28,03	40,09

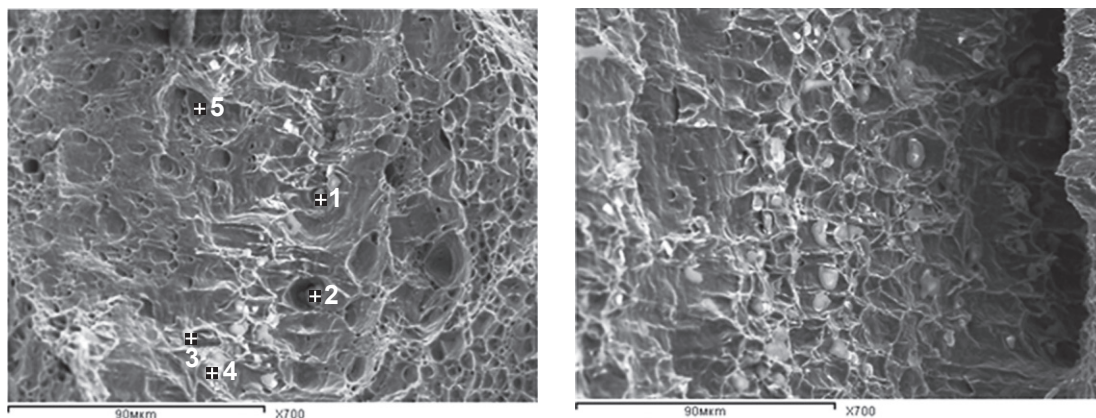


Рис. 3. Излом стали образца 1

Таблица 5

Результаты электронно-микроскопического анализа образца 1

Спектр	Содержание элементов, % масс.							
	O	F	Na	Al	S	Ca	Mn	Fe
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
2	27,43	0,00	0,00	27,21	3,50	0,00	3,91	37,95
3	48,31	1,73	0,00	47,23	0,00	0,00	0,00	2,73
4	0,00	0,00	11,07	9,04	0,00	0,00	0,00	79,88
5	0,00	0,00	0,00	2,26	0,00	1,20	0,00	96,54

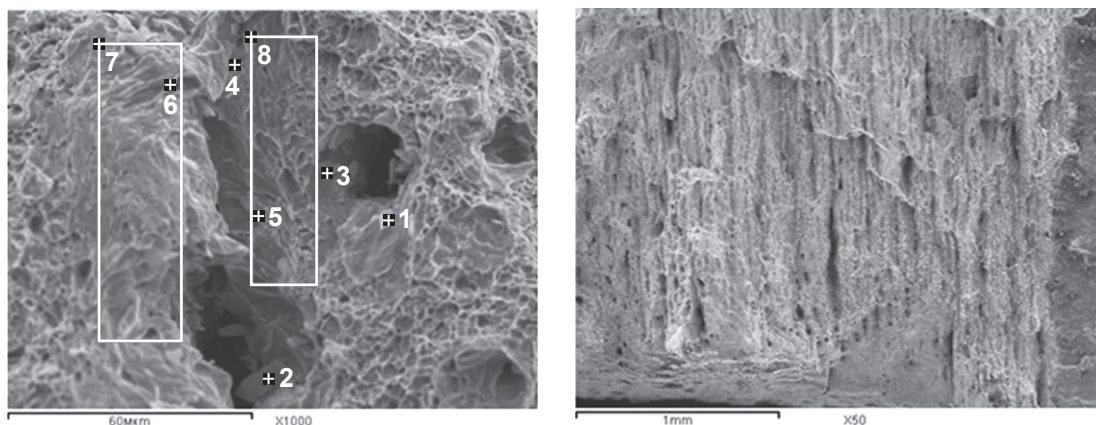


Рис. 4. Излом стали образца 2

Таблица 6

Результаты электронно-микроскопического анализа образца 2

Спектр	Содержание элементов, % масс.				
	C	Si	S	Mn	Fe
1	8,48	0,00	29,86	44,43	17,04
2	5,98	0,88	0,00	23,07	70,07
3	4,83	0,33	25,56	53,28	16,00
4	2,88	0,20	13,34	30,45	53,13
5	4,65	0,00	0,60	13,35	81,40
6	5,85	0,00	22,38	37,36	34,40
7	0,00	0,20	0,53	3,65	95,61
8	0,00	0,33	0,30	1,62	97,75

выделения цементита и других карбидов и карбонитридов, расположенных как внутри ферритных зерен, так и по их границам, а также на границах между ферритными и перлитными участками. При этом речь идет как о карбидных (или цементитных) выделениях, первоначально присутствующих в металле, так и выделениях, образующихся при эксплуатации из-за развития процессов образования сегрегаций по границам зерен. В последнем случае возможно образование карбидной сетки по границам зерен или структурных составляющих. В процессе насыщения стали водородом эти выделения становятся карбогидридными, что приводит к охрупчиванию стали [6]. Не исключена возможность формирования и карбогидридных наносегрегаций, которые могут внести существенный вклад в снижение коррозионной стойкости стали с феррито-перлитной структурой.

Еще одна потенциальная причина снижения стойкости к стресс-коррозии у стали с повышенным содержанием марганца (1,3 % и более) и феррито-перлитной структурой – образование сегрегаций марганца (а также кремния, фосфора и углерода) по границам первичных аустенитных зерен с последующим наводороживанием указанных областей водородом, поступающим в металл в результате взаимодействия с грунтовым электролитом [14–18]. Можно предположить, что этот механизм не реализуется в стали без перлита (с феррито-бейнитной или бейнитной структурой). В зависимости от элементов структуры стали – вероятных ловушек водорода, он может в разных формах, в том числе атомарной или молекулярной, присутствовать вблизи определенных неметаллических включений в виде соединений различных типов, карбогидридоподобных выделений и сегрегаций.

Известны следующие способы предупреждения насыщения стали водородом:

- ограничение содержания в стали серы (не более 0,003 %);
- ограничение содержания марганца в стали с феррито-перлитной структурой (не более 1,3 %);
- повышение чистоты стали по неметаллическим включениям, в том числе КАНВ;
- формирование стали с однородной феррито-бейнитной или бейнитной микроструктурой.

В рассматриваемых образцах 1–5 формы присутствия водорода определяли методом термокинетического анализа. Сущность метода заключается в нагреве пробы металла в замкнутой вакуумированной реакционной камере, периодическом определении количества выделившегося водорода методом хроматографии (через каждые 50 °С после накопления водорода в процессе медленного программированного нагрева от 50 до 550 °С со скоростью 5 °С/мин), построении спектров десорбции водорода (зависимость количества выделившегося водорода от температуры при фиксированной скорости нагрева). С помощью данного метода можно определить содержание различных фракций водорода, которые соответствуют разным температурам его выделения из стали.

Термокинетический анализ форм присутствия водорода был проведен в образцах металла, отобранных на удалении от трещин, с определением предварительных критериев стойкости стали к стресс-коррозии, которые различаются для сталей разных поколений (табл. 7). Судя по полученным данным, для возникновения стресс-коррозии сталей класса 1 более опасны процессы образования зернограницных сегрегаций углерода, сопровождающиеся

Таблица 7

Удельный объем водорода, выделившегося из стали при ее нагревании со скоростью 5 °С/мин, и общее удельное содержание водорода в стали ($H_{\text{общ}}$), см³ / 100 г стали

Температура нагрева, °С	Испытанные образцы (срок эксплуатации трубопровода см. в табл. 1)				
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
50–200	0	0	0	0	0
250–400	0,014	0,093	0,049	0,01	0,032
450–550	0,792	0,332	0,749	0,483	1,032
$H_{\text{т/к}}$	0,81	0,43	0,80	0,49	1,06
$H_{\text{общ}}$	16	10	4,5	2,5	5

Примечание: $H_{\text{т/к}}$ – термокинетический водород, т.е. суммарное содержание водорода, выделившегося из стали при постепенном нагреве до 550 °С. $H_{\text{общ}}$ определено методом восстановительного плавления.

карбогидридными выделениями и сегрегациями по границам зерен. Среди исследованных сталей класса 1 данный механизм наиболее характерен для образца 2, сталь которого по сравнению с двумя другими образцами отличается наиболее высоким содержанием марганца и наименьшим сроком безаварийной эксплуатации, несмотря на более низкое содержание серы. Такие сегрегации являются устойчивыми и при термокинетическом анализе соответствуют высокотемпературным фракциям водорода или даже общему его содержанию, определенному методом восстановительного плавления. Поэтому для сталей класса 1 срок безаварийной эксплуатации коррелирует с общим содержанием водорода в стали после эксплуатации (рис. 5). Так, трубопровод из стали

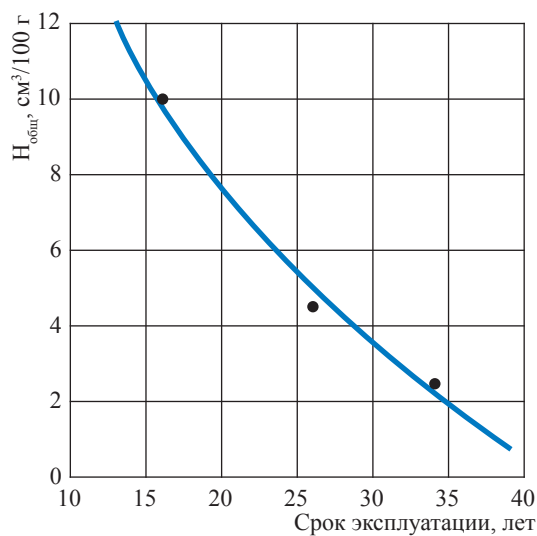


Рис. 5. Зависимость срока эксплуатации от $H_{\text{общ}}$

с минимальным общим содержанием водорода после эксплуатации $2,5 \text{ см}^3$ на 100 г (образец 4) не претерпел сквозного стресс-коррозионного повреждения в процессе эксплуатации в течение 34 лет (был отремонтирован по результатам внутритрубной диагностики).

Результаты электронно-микроскопического исследования образца 2 (рис. 6) подтверждают образование цементитных выделений по границам зерен и структурных составляющих, особенно вблизи перлитных колоний, которые могут быть важным источником углерода, участвующего в процессах образования зернограницных сегрегаций. Для таких сталей падение содержания марганца с 1,56 до 1,3–1,4 % привело к существенному снижению общего содержания водорода в стали и обеспечило больший срок эксплуатации.

Для труб из сталей класса 2 (образцы 1 и 2) сроки службы до образования сквозного стресс-коррозионного разрушения составили 29 лет и 21 год соответственно и хорошо коррелируют с объемом термокинетического водорода после наводороживания ($0,8$ и $1,1 \text{ см}^3$ на 100 г стали соответственно) (рис. 7). Для таких сталей ловушками водорода являются неметаллические включения, в первую очередь КАНВ, содержание которых выше в стали образца 5.

Для современных сталей с бейнитной и феррито-бейнитной структурой классов прочности X70 и X80 не представляется возможным оценивать прочностные и коррозионные характеристики на образцах разрушенных участков трубопроводов ввиду небольшого срока использования таких сталей. Поэтому для оценки подобных сталей были опробованы другие методы.



Рис. 6. Электронно-микроскопические изображения выделений цементита в образце 2

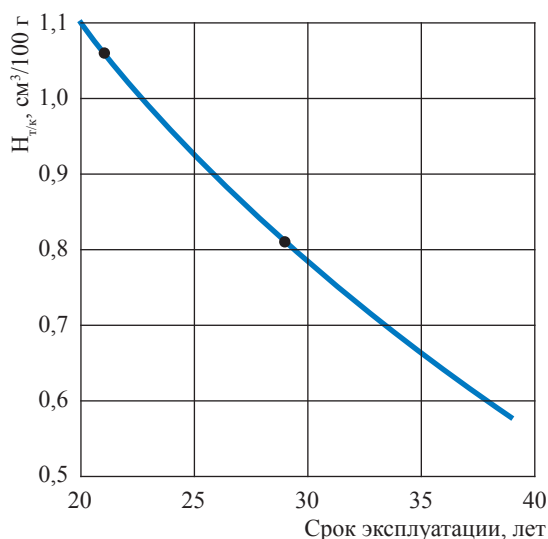


Рис. 7. Зависимость срока эксплуатации трубы от объема термокинетического водорода

Исследование современных трубных сталей классов прочности X70 и X80

Метод циклических испытаний крупномасштабных образцов фрагментов труб, подробно описанный в работе [19], является наиболее адекватной методикой оценки склонности трубной стали к КРН: морфология трещин, появившихся на поверхности образцов при таких испытаниях, соответствует морфологии трещин, развившихся в реальных условиях эксплуатации (рис. 8, [20]).

В качестве основного критерия оценки используется количество циклов $N_{тр}$ до появления первой трещины или группы трещин.

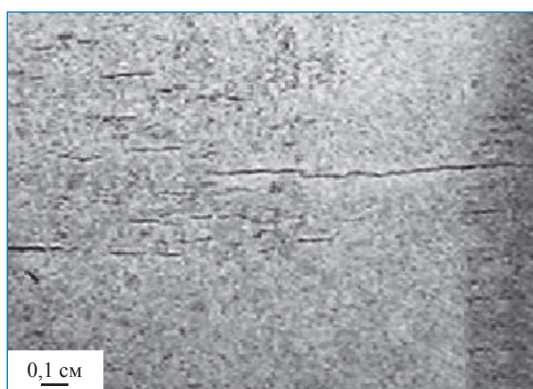
По значению данного параметра предложено ранжировать стали по 4 классам стойкости:

- класс 0 (сталь не склонна к КРН): $N_{тр} > 60000$;
- класс 1 (низкая склонность к КРН): $55000 < N_{тр} \leq 60000$;
- класс 2 (средняя склонность к КРН): $40000 < N_{тр} \leq 55000$;
- класс 3 (высокая склонность к КРН): $N_{тр} \leq 40000$.

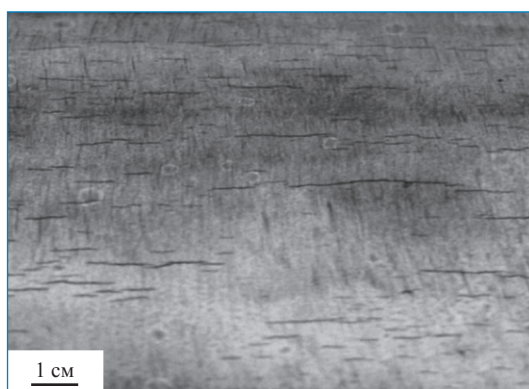
Для исследования были отобраны 9 вариантов современных сталей классов прочности X70 и X80 производства различных заводов. Все стали характеризуются низким содержанием серы, повышенным содержанием марганца, никеля, меди и молибдена, а также присутствием микролегирующих элементов (табл. 8).

Металлографический анализ образцов показал присутствие игольчатого феррита (ИФ) или бейнита (Б) практически во всех образцах. В образцах 1 и 3 присутствовал также полигональный феррит (ПФ) (рис. 9, табл. 9).

Следует отметить повышенную загрязненность КАНВ образцов 1 и 4 (табл. 10). Сопоставление результатов металлографических исследований с результатами циклических испытаний показывает, что основными структурными факторами повышения склонности стали к КРН служат содержание полигонального феррита более 40 % и загрязненность КАНВ более 5 включений на 1 мм^2 . Такие варианты сталей соответствуют второму-третьему классам склонности к КРН по результатам циклических испытаний. В табл. 10 видна хорошая корреляция между $N_{тр}$ и $H_{т/к}$, а также максимальной плотностью тока коррозии $i_{\text{макс}}$ при испытаниях



а



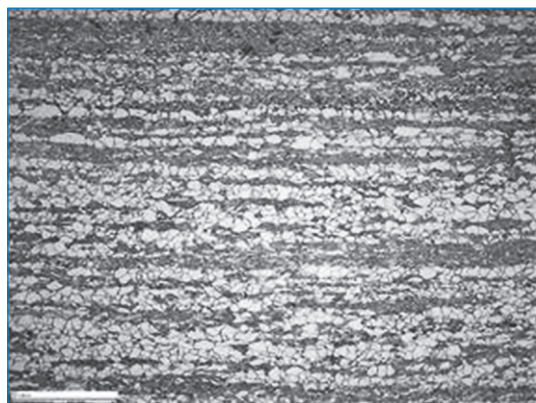
б

Рис. 8. Коррозионно-механические трещины на поверхности трубной стали:
а – модельный образец после испытаний; б – фрагмент трубы после 26 лет эксплуатации [20]

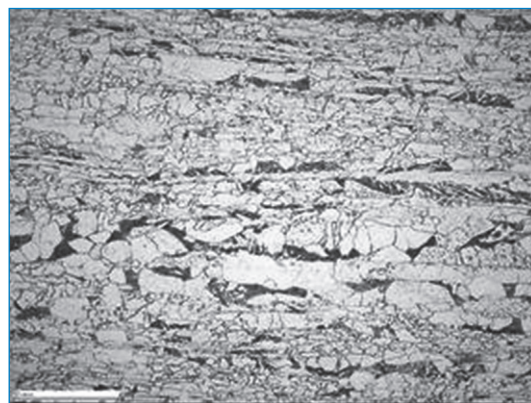
Таблица 8

Химический состав образцов сталей X70 и X80

№ образца	Класс стали	Содержание элементов, % масс.												
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	Al	Ti	V	Nb
1	X70	0,064	0,23	1,57	0,009	0,002	0,015	0,20	0,16	0,11	0,035	0,016	0,05	0,047
2	X80	0,074	0,25	1,83	0,009	0,002	0,018	0,19	0,24	0,23	0,036	0,014	0,02	0,027
3	X70	0,090	0,26	1,52	0,009	< 0,002	0,036	0,03	0,09	0,11	0,037	0,019	0,06	0,04
4	X80	0,063	0,22	1,69	0,008	0,002	0,24	0,23	0,22	0,08	0,034	0,017	0,04	0,066
5	X70	0,065	0,26	1,58	0,008	0,002	0,019	0,17	0,13	0,10	0,038	0,015	0,03	0,045
6	X80	0,059	0,25	1,53	0,008	< 0,002	0,22	0,20	0,24	0,057	0,041	0,025	0,02	0,055
7	X70	0,053	0,28	1,17	0,010	< 0,002	0,19	0,36	0,10	0,012	0,026	0,010	0,040	0,047
8	X80	0,068	0,14	1,78	0,011	0,002	0,028	0,30	0,20	0,31	0,029	0,008	–	0,033
9	X80	0,053	0,16	1,75	0,007	< 0,002	0,030	0,14	0,23	0,14	0,031	0,013	–	0,034



а



б

Рис. 9. Микроструктура исследованных сталей:

а – феррито-бейнитная полосчатость, образец 1; б – большое (40 %) количество полигонального феррита, образец 3

Таблица 9

Характеристика микроструктуры исследованных сталей:

М/А – фаза (мартенсит и остаточный аустенит)

№ образца	Характер микроструктуры
1	ПФ (20 %) + ИФ
2	ИФ + М/А
3	ПФ (44 %) + ИФ
4	ИФ + М/А
5	ИФ + М/А
6	ИФ + М/А
7	Ф (< 10 %) + ИФ + Б + М/А
8	Ф (< 10 %) + ИФ + Б
9	ИФ + Б + М/А

по электрохимической методике на стойкость к локальной коррозии [11]. Указанный показатель определяется как загрязненностью стали КАНВ, так и другими структурными несовершенствами, в том числе полосчатостью, а также

химическим составом стали. Собственно влияние КАНВ на стойкость к стресс-коррозии может выражаться двояко: как в непосредственном снижении стойкости металла к локальной коррозии, являющейся предтечей развития

Таблица 10

Сводные показатели склонности стали к КРН, рассчитанные по нескольким критериям

№ образца	Содержание ПФ, %	КАНВ 1, вкл./мм ²	КАНВ 2, вкл./мм ²	$i_{\text{макс}}$, мА/см ²	$H_{\text{т/к}}$, см ³ /100 г	Результаты оценки склонности к КРН при циклических испытаниях	
						$N_{\text{тр}}$	класс склонности
1	20	5,0	1,0	11,7	0,631	52750	2
2	5	1,4	1,3	9,38	0,340	1	1
3	44	0,7	1,5	10,15	0,752	37975	3
4	0	5,2	1,8	10,10	0,712	50000	2
5	0	2,5	0,7	8,58	0,331	57200	1
6	0	2,2	1,6	7,27	0,225	66900	0
7	< 10	1,2	0,5	4,45	0,315	57950	1
8	< 10	3,3	1	2,57	0,290	60500	0
9	0	0,4	0,8	2,46	0,330	57000	1

стресс-коррозионных повреждений, так и в способности содействовать наводороживанию стали, ускоряющему анодное растворение металла в устье трещины. Учитывая хорошую корреляцию показателей $N_{\text{тр}}$ и $H_{\text{т/к}}$, возможно ввести ранжирование по классам склонности стали к КРН в зависимости от этого параметра.

Между $N_{\text{тр}}$ и $i_{\text{макс}}$ также наблюдается некоторая корреляция, однако применять электрохимические методы для определения склонности металла труб МГ к стресс-коррозии можно будет только после их доработки.

Таким образом, полученные результаты однозначно свидетельствуют о влиянии технологического и металлургического передела, характеристик микроструктуры, других параметров металлургического качества сталей на их стойкость к стресс-коррозии. Обобщенный алгоритм освоения производства сталей и труб повышенной стойкости к стресс-коррозии может включать следующие этапы:

1) комплексное исследование трубных сталей для текущего производства МГ, в том числе

определение параметров металлургического качества сталей с параллельными испытаниями на стойкость к стресс-коррозии по методикам циклических испытаний фрагментов труб в коррозионной среде, термокинетического анализа водорода в стали после испытаний, а также электрохимическим методикам оценки стойкости к локальной коррозии;

2) разработку требований к параметрам металлургического качества трубных сталей повышенной сопротивляемости стресс-коррозии и методам их испытаний, в том числе аттестационных;

3) разработку технологии и освоение производства сталей и труб различных классов прочности повышенной стойкости к стресс-коррозии (включая согласование нормативно-технической документации с потребителями металлопродукции).

Описанные в работе методы исследования дают возможность адекватно оценивать кинетику развития стресс-коррозионных повреждений, что позволит более точно определять безаварийный ресурс эксплуатации трубопроводов.

Список литературы

- Сунагатов М.Ф. Стресс-коррозия магистральных газопроводов / М.Ф. Сунагатов // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 9. – С. 52–57.
- Медведев В.Н. О причинах аварийности труб магистральных газопроводов / В.Н. Медведев, В.В. Кузнецов, В.Д. Шапиро и др. // Сборник трудов научно-практического семинара «Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов». – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. – С. 110–121.

3. Мирошниченко Б.И. Закономерности распространения стресс-коррозии в магистральных трубопроводах / Б.И. Мирошниченко. – Екатеринбург: УрО РАН, 2008. – 167 с.
4. Сергеева Т.К. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом / Т.К. Сергеева, Е.П. Турковская, Н.П. Михайлов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 99 с.
5. Отт К.Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость газопроводных труб / К.Ф. Отт // Газовая промышленность. – 1993. – № 1. – С. 20–22.
6. Нечаев Ю.С. Физические комплексные проблемы старения, охрупчивания и разрушения металлических материалов водородной энергетики и магистральных газопроводов / Ю.С. Нечаев // Успехи физических наук. – 2008. – Т. 178. – № 7. – С. 709–726.
7. Нечаев Ю.С. Новые подходы, результаты и методы решения актуальных проблем старения, водородного охрупчивания и стресс-коррозионного поражения сталей / Ю.С. Нечаев // Материаловедение. – 2009. – № 3. – С. 50–63.
8. Антонов В.Г. Исследование условий и причин коррозионного растрескивания труб магистральных газопроводов / В.Г. Антонов, А.В. Балдин, З.Т. Галиуллин и др. – М.: ВНИИЭгазпром, 1991. – С. 100–105.
9. Болотов А.С. Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах / А.С. Болотов, В.Н. Розов, К. Коатес и др. // Газовая промышленность. – 1994. – № 6. – С. 12–14.
10. Сергеева Т.К. Стресс-коррозионные разрушения магистральных газопроводов России / Т.К. Сергеева // Безопасность трубопроводов. – 1995. – С. 139–159.
11. Родионова И.Г. Современные подходы к повышению коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности сталей для нефтепромысловых трубопроводов / И.Г. Родионова, А.И. Зайцев и др. – М.: Metallurgizdat, 2012. – 172 с.
12. Кузюков А.Н. и др. // Водородная экономика и водородная обработка материалов: сб. тр. V Междунар. конф. / под ред. В.А. Гольцова. – Донецк: ДонНТУ; ДонИФЦ ИАУ, 2007. – С. 734.
13. Филиппов Г.А. Деградационные процессы и их влияние на трещиностойкость трубных сталей после длительной эксплуатации / Г.А. Филиппов, О.В. Ливанова // Сб. тр. Научно-практического семинара «Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов». – Нижний Новгород, 2006. – С. 197.
14. Курдюмов Н.В. Отпускная хрупкость конструкционных сталей / Н.В. Курдюмов, Р.О. Энтин. – М.: Metallurgizdat, 1945. – 134 с.
15. Гудремон Э. Специальные стали. – Т. I, II / Э. Гудремон. – М.: Metallurgizdat, 1959–1960. – 1638 с.
16. Woodfine B.C. Temper brittleness: critical review of literature / B.C. Woodfine // Iron and Steel Inst. – 1953. – V. 173. – P. 229–255.
17. McMahon C.J. Brittle fracture of grain boundaries / C.J. McMahon // Interface Science. – 2004. – V. 12. – P. 141–146.
18. Jin Yu. The effect of composition and carbide precipitation on temper embrittlement of 2.25 Cr – 1 Mo Steel / Jin Yu, C.J. McMahon // Met. Trans. – 1980. – V. 11a. – P. 277–300.
19. Ряховских И.В. Совершенствование методов оценки склонности газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // Физика и химия обработки материалов. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
20. Ряховских И.В. Комплексная методика исследования коррозионно-механических свойств малоуглеродных низколегированных трубных сталей и оценка их стойкости против коррозионного растрескивания под напряжением: дис. ... канд. техн. наук / И.В. Ряховских. – М.: НИЯУ МИФИ, 2013. – 154 с.

УДК 621.644.07:[620.194.22+544.475]

**А.И. Маршаков, И.В. Ряховских, В.Э. Игнатенко, М.А. Петрунин, Р.И. Богданов,
Тхань Тьен Во, Ю.И. Кузнецов**

Разработка ингибирующих композиций для предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов

Ключевые слова:

коррозионное
растрескивание
под напряжением,
трубная сталь,
ингибирующая
композиция,
адгезия покрытий,
магистральный
газопровод.

Keywords:

stress corrosion
cracking,
pipe steel,
inhibiting
composition,
adhesion of coatings,
gas main.

Статистика инцидентов в газотранспортной системе ПАО «Газпром» и мировой опыт эксплуатации газопроводов высокого давления свидетельствуют о том, что проблема предупреждения коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) внешней стенки трубопроводов остается актуальной, несмотря на определенный прогресс в решении многих организационных и технических вопросов, связанных со снижением риска аварий по причине КРН [1]. По результатам диагностических обследований установлено, что стресс-коррозионные трещины на внешней стенке трубы обнаруживаются только под отслоившимся защитным покрытием при доступе грунтового электролита к поверхности металла труб [2–6]. При этом до 90 % стресс-коррозионных повреждений труб имеют глубину менее 10 % толщины стенки трубы и недостаточно достоверно выявляются и идентифицируются автоматизированными средствами неразрушающего контроля в процессе переизоляции труб [7]. Следовательно, сохраняется вероятность того, что трубы с неглубокими повреждениями КРН останутся в эксплуатации и после проведения ремонтных работ на участках магистральных газопроводов (МГ).

В этой связи наряду с проведением мероприятий по контролю качества ремонтных работ весьма перспективной представляется задача создания антикоррозионных защитных покрытий нового типа, которые должны не только изолировать металл от воздействия грунтового электролита, но и предупреждать повторное развитие стресс-коррозионных повреждений даже в случае сохранения влаги под изоляцией. Авторами работы [7] предложено использовать ингибирующие композиции (ИК) в составе праймера (грунтовки) защитных покрытий для консервации стресс-коррозионных повреждений в тех случаях, когда технологический процесс ремонта труб не гарантирует полного удаления электролита из полости трещин, а также предупреждения их возможного развития в случае нарушения целостности покрытия газопровода в процессе длительной эксплуатации.

Общие принципы ингибирования стресс-коррозии сформулированы в 1970–1980-х гг. для КРН трубных сталей в карбонат-бикарбонатных грунтовых электролитах с высоким значением pH [8, 9]. Среди известных неорганических ИК, которые исследовались в качестве ингибиторов КРН углеродистых и малолегированных сталей в различных коррозионных средах, можно отметить хроматы [10–13], нитриты [14–16], фосфаты [9, 17–20], молибдаты [21, 22] и бораты [23–25]. Тем не менее одностороннего влияния этих соединений на КРН сталей не наблюдается, и в некоторых случаях они могут даже стимулировать этот процесс.

Среди органических ИК в первую очередь следует упомянуть амины и четвертичные аммонийные соединения, которые часто являются активными компонентами ингибиторов наводороживания и кислотной коррозии сталей [26]. Так, катамин АБ (четвертичное аммонийное соединение) обладает высокими защитными свойствами в отношении стали в сероводородсодержащих средах [27]. Это наряду с его способностью преимущественно тормозить анодную парциальную реакцию на металле позволяет сделать вывод о принципиальной возможности использования ингибиторов такого типа для защиты трубных сталей от КРН в грунтовых электролитах [28]. Ряд других известных органических ингибиторов КРН (имидазолины и композиции на их

Таблица 1

Химический состав трубной стали, % масс.

C	Mn	Si	Cr	Nb	Cu	Mo	V	S	P	Al	Ti
0,1	1,6	0,33	0,03	0,05	0,018	0,03	0,005	0,006	0,03	0,035	0,01

основе, уротропин и продукт его конденсации с бензиламином) не обладают необходимыми защитными свойствами [29, 30].

Ингибирование процессов КРН трубных сталей в грунтовых электролитах с близким к нейтральному рН системно не исследовалось. В свою очередь именно такой тип разрушения преимущественно наблюдается на МГ, пролегающих по территории Российской Федерации. Поэтому с точки зрения разработки современных антикоррозионных защитных покрытий для трассовой переизоляции МГ проведение соответствующих исследований органических ИК крайне актуально.

Методика исследований ИК

Испытания проводились на образцах стали класса прочности X70, вырезанных из трубы диаметром 1420 мм с толщиной стенки 18,7 мм, изготовленной на Харцызском трубном заводе. Зона вырезки на трубе темплетов для изготовления образцов определялась в соответствии с приложением М СТО Газпром 2-2.3-148 с изменением № 1. Химический состав стали приведен в табл. 1. Предел упругости стали ($\sigma_{0,2}$) равен 538 МПа, предел прочности – 622 МПа.

В ходе испытаний использовали следующие фоновые растворы:

1) А – цитратный буфер с рН = 5,5 (химический состав¹: 0,08 М $C_6H_8O_7$ + 0,05 М NaOH + 0,1 М KCl). Ранее этот раствор уже использовался при изучении процесса КРН трубных сталей как коррозионная среда, моделирующая слабокислый грунтовый электролит. Показано, что при статической механической нагрузке коррозионная трещина растет транскристаллитно [31–33];

2) В – цитратный буфер (рН = 5,5) с добавкой 1 мМ Na_2S ;

3) С – смесь боратного буферного раствора (0,4 М H_3BO_3 + 0,1 М $Na_2B_4O_7$)

(рН = 7,0) и раствора NS4, ионный состав которого соответствует жидкости, обнаруженной под отслоившимся покрытием подземных трубопроводов на участках, подверженных КРН [34]. Химический состав раствора NS4: 1,64 мМ KCl + 5,75 мМ $NaHCO_3$ + 1,23 мМ $CaCl_2$ + 0,74 мМ $MgSO_4$;

4) D – смесь боратного буферного раствора (рН = 7,0) и раствора NS4 с добавкой 1 мМ раствора Na_2S .

В качестве исследуемых ИК выбраны органические поверхностно-активные вещества катионного и анионного типов, соли полиоксометалатов с аминами, а также продукты модификации известных ингибиторов коррозии, представляющих собой продукты реакции жирных аминов с различными смесями высших ненасыщенных карбоновых кислот, их эфиров и модифицирующих добавок [35]. Концентрация ингибиторов в рабочем растворе составляла 1 г/л. Ингибиторы вводили в рабочий электролит в форме добавки концентрированного раствора в изопропиловом спирте или воде. Все растворы готовили из химически чистых реактивов (степень чистоты – х.ч., по ГОСТ 13867-68) на дистиллированной воде. В работе использовали битумно-полимерное покрытие холодного нанесения, состоящее из термостойкой битумно-полимерной грунтовки «Деком-Газ» [36], термостойкого армированного мастичного материала «Деком-РАМ» [37] и полимерной ленты «Деком-Кор» [38]. ИК вводили в объем битумно-полимерной грунтовки «Деком-Газ» в количестве 1–4 % масс.

Влияние ИК различных классов и их композиций на электрохимическое поведение трубной стали исследовали, снимая на мембране в трехэлектродной ячейке потенциодинамические (1 мВ/с) поляризационные кривые от –0,8 до –0,2 В при помощи потенциостата IPC-Pro MF с компьютерным управлением. Электродом сравнения служил хлоридсеребряный электрод. Все значения потенциалов пересчитывались на шкалу нормального водородного электрода (н.в.э.). Вспомогательным электродом служила платина. Рабочая поверхность образца составляла 5,5 см². Перед началом

¹ Молярный (М), миллимолярный (мМ, 0,001 М) – применяемые в лабораторной практике единицы молярной концентрации раствора, не входящие в систему СИ: 1-молярный (1 М) раствор содержит 1 моль (1-миллимолярный (1 мМ) раствор – 1 миллимоль) определенного вещества в одном литре жидкого или газообразного раствора.

эксперимента электрод зачищали наждачной бумагой до зеркального блеска, обезжиривали ацетоном и погружали в электрохимическую ячейку так, чтобы расстояние от рабочей поверхности до кончика капилляра Луггина не превышало 1 мм. Все исследования проводили при комнатной температуре с естественной аэрацией.

Измерения скорости внедрения водорода в металл выполняли в ячейке Деванатхана–Стахурского [39] на мембранах из стальной (08кп) фольги толщиной 100 мкм с рабочей площадью 5,5 см². Скорость внедрения водорода в металл определяли методом электрохимической десорбции водорода [40]. Скорость внедрения водорода при потенциале свободной коррозии определялась при выдержке электрода-мембраны в растворе в течение часа.

Коррозионно-механические испытания проводили методами статического и циклического нагружения, а также методом растяжения с медленной скоростью деформации (SSRT) [41–43].

Для статических испытаний образцы размером 200×15×3 мм с заранее выращенной усталостной трещиной глубиной 7 мм закрепляли в электрохимической ячейке с испытательным раствором. При помощи разрывной машины VEB к образцам прикладывали постоянную растягивающую нагрузку. Расчет коэффициента интенсивности напряжений в вершине трещины K , МПа·м^{0,5}, проводили с использованием выражения для балочных образцов со сквозной боковой трещиной [44]:

$$K = \frac{P}{t\sqrt{b}} \left[\sqrt{\frac{l}{\left(1 - \frac{l}{b}\right)^3 b}} \left(1,941 - 1,741 \left(\frac{l}{b}\right) + 4,07 \left(\frac{l}{b}\right)^2 - 2,528 \left(\frac{l}{b}\right)^3 \right) \right], \quad (1)$$

где P – нагрузка на образец; l – длина трещины; b и t – ширина и толщина образца соответственно. Значение K выбирали в области плато кинетической кривой разрушения стали X70, т.е. зависимости скорости роста трещины от K [31–33, 45].

Скорость роста трещины определяли методом измерения электросопротивления образца [8] микроомметром БСЗ-100-002 по четырехпроводной схеме с точностью 10⁻⁸ Ом и рассчитывали по формуле

$$V = \Delta l / \tau, \quad (2)$$

где τ – время испытаний, с; $\Delta l = d_0(1 - R_0/R)$ – прирост длины трещины, мм (где d_0 – начальная ширина образца, мм; R_0 и R – соответственно, начальное и измеряемое сопротивление, Ом). Значение R определялось с учетом изменения температуры образца в течение опыта. Для этого сравнивали текущие значения электросопротивления участков образца с трещиной и без трещины.

Циклические испытания проводили на модельных образцах с концентратором напряжений и без него. Образцы вырезали из стенки трубы перпендикулярно ее оси с сохранением исходных кривизны и состояния поверхности. Общий вид и размеры образцов для испытаний представлены в нормативных документах [42, 43]. На наружной поверхности образцов закрепляли ячейку с испытательным раствором, после чего их фиксировали в гидравлических захватах универсальной сервогидравлической испытательной машины HUS 1025 (усилие 25 т). В ходе испытания в образцах статической нагрузкой создавали напряжение σ_0 , соответствующее 0,9 $\sigma_{0,2}$ – условному пределу текучести металла трубы, после чего их подвергали циклическому нагружению амплитудой 0,2 $\sigma_{0,2}$ МПа с частотой циклов до 1 Гц. Через каждые $N = 2 \cdot 10^4$ циклов уровень статической нагрузки повышали на 30 МПа. Такой режим ступенчатого нагружения приводил к протеканию непрерывной пластической деформации металла в периферийных слоях образца. Напряжение в рабочей части образца определяли с помощью тензодатчиков.

Стойкость трубной стали к КРН по результатам циклических испытаний оценивалась либо по совокупности следующих критериев, либо по одному из них:

- время до зарождения трещины (группы трещин) КРН, ч;
- величина пороговых напряжений зарождения трещин, МПа;
- скорость роста трещины, мм/с.

Испытания методом SSRT проводили на цилиндрических образцах, которые механически обрабатывали с использованием режимов, исключая перегрев и наклеп в рабочей части. Шероховатость рабочей поверхности образцов составляла 1,25 мкм. Образцы закреплялись в захватах разрывной машины HYBER AB и вместе с захватами погружались в испытательный раствор. Через понижающий редуктор образцы подвергались медленному растяжению с постоянной скоростью $2 \cdot 10^{-6}$ мм/с ($1,1 \cdot 10^{-7}$ с $^{-1}$). При разрыве образца испытание завершали и фиксировали время до его разрушения. Разрушившиеся образцы промывали дистиллированной водой, высушивали на воздухе и помещали в эксикатор. После испытаний фиксировали наличие трещин на рабочей части образца, проводили измерения для определения относительного удлинения и относительного сужения площади поперечного сечения образца. Относительное сужение поперечного сечения (RA) после разрыва образца вычисляли по формуле

$$RA = \frac{S_0 - S_k}{S_0} 100 \%, \quad (3)$$

где S_0 – начальная площадь поперечного сечения образца, мм 2 ; S_k – площадь поперечного сечения образца после разрыва, мм 2 . S_k определяли в программе обработки изображений AСImage, измеряя на фотографиях размеры мест разрыва.

Контроль адгезии полимерной композиции «Деком», состоящей из грунтовки «Деком-Газ» и материала «Деком-РАМ», проводили методом отрыва покрытия от металла под углом 90° по ГОСТ 411-77 [46] на разрывной машине Zwick/Roell Z 010. Образцы для испытаний готовили согласно техническим условиям [36]: использовали стальные пластины размером 100×150×3 мм, на рабочий участок которых наносилась грунтовка «Деком-Газ» с добавкой ИК, наклеивались

полоса материала «Деком-РАМ» и лента «Деком-Кор». Расход грунтовки составлял 300 г/м 2 . Толщину покрытия определяли толщиномером Easy-Check FN. Толщина конструкции покрытия составляла $4,81 \pm 0,05$ мм.

Адгезионную прочность (A) рассчитывали согласно ГОСТ 51164-98 [47] по формуле

$$A = \frac{F}{B}, \quad (4)$$

где F – усилие отслаивания на контролируемом участке, Н; B – ширина полосы отслаивания, см. Водостойкость адгезии оценивали измеряя адгезию методом отрыва под углом 90° после выдержки образцов в воде в течение 1000 ч при температуре 20 ± 1 °С.

Стойкость покрытий к катодному отслаиванию определяли по ГОСТ 51164-98 [47] на образцах в форме стальных трубок длиной 180 мм с наружным диаметром 38 мм, имеющих покрытие на внешней поверхности, с дефектом в виде цилиндрического отверстия диаметром 6 мм. Образец помещали в ячейку с рабочим электролитом, электрически соединяли с магниевым анодом, обеспечивающим величину электрохимического потенциала образца от $-1,53$ до $-1,55$ В (мсэ). В качестве электролита использовали 3%-ный раствор NaCl. После испытаний оценивали площадь образца с отслоившимся покрытием. Образцы выдерживали в растворе электролита под действием наложенного катодного тока в течение 7 дней при температуре 60 °С. Испытания проводили в климатической испытательной камере МНК-408СL с поддержанием требуемой температуры с точностью до 0,5 °С. Уровень электролита при этом контролировали 1 раз в сутки. После испытаний оценивали площадь образца с отслоившимся покрытием. Применительно к наиболее эффективным ИК дополнительно определяли кинетику выхода из грунтовки в подпленочный электролит в соответствии с методикой [43].

Экспериментально доказано, что важными параметрами, определяющими время до зарождения и развития стресс-коррозионных трещин, являются скорости парциальных электродных реакций, протекающих на поверхности корродирующей стали. В связи с этим предварительный отбор ИК осуществляли на основании результатов электрохимических исследований.

Исследование влияния ингибиторов коррозии на скорости анодного растворения железа и внедрения водорода в металл

Слабокислые электролиты ($\text{pH} = 5,5$, растворы *A* и *B*). На рис. 1 приведены анодные и катодные поляризационные кривые на стали в слабокислых фоновых растворах и в присутствии добавок различных ИК (i – плотность тока). ИК уменьшают анодный ток (i_a) как в цитратном буфере без добавки сульфида (см. рис. 1а), так и в сульфидсодержащей среде (см. рис. 1б). Скорость катодной реакции в присутствии ИК тоже уменьшается, за исключением раствора с добавкой КР-60 (см. кривую 7 на рис. 1б).

Потенциалы свободной коррозии стали ($E_{\text{кор}}$) в растворах ИК смещаются, как правило, в сторону менее отрицательных значений, а скорость (плотность тока) внедрения водорода в металл (i_H) при $E_{\text{кор}}$ заметно снижается, в том числе и в присутствии КР-60 (табл. 2).

Ранее показано, что действие исследуемых компонентов электролита на скорость растворения стали в слабокислом растворе можно оценить при сравнении значений i_a в присутствии добавки и в фоновом электролите при $E = -0,4 \text{ В}$ [31]. Однако в присутствии некоторых ИК, например КР-10 в чистом цитратном буфере (раствор *A*) (см. рис. 1а, кривая 2), значение $E_{\text{кор}}$

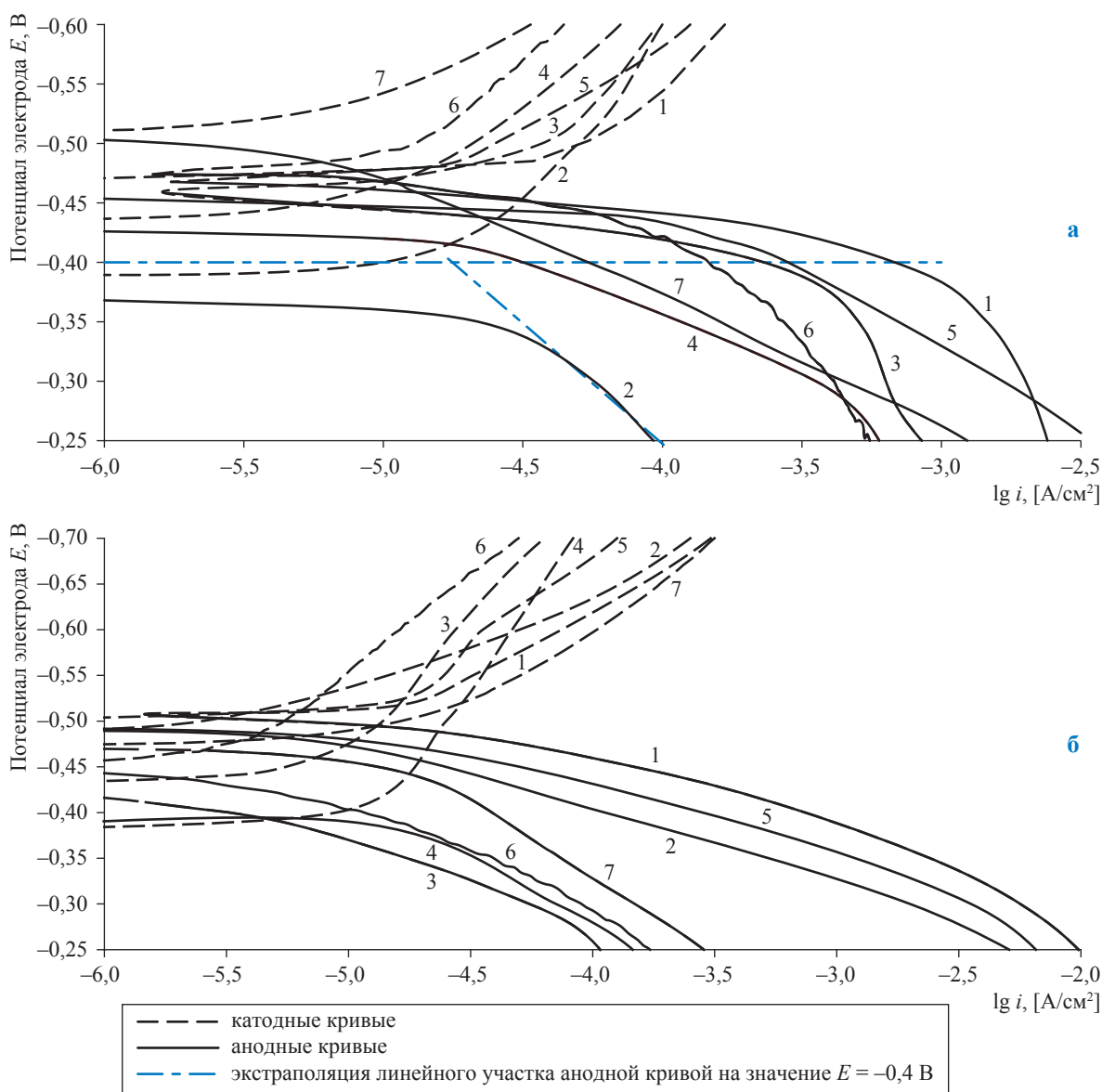


Рис. 1. Поляризационные кривые на стали в растворах *A* (а) и *B* (б): фоновый раствор (1) и с добавками ингибиторов коррозии КР-10 (2), КР-20 (3), КР-70 (4), КР-80 (5), КР-90 (6), КР-100 (7)

Таблица 2

Параметры КРН трубной стали X70 в слабокислых растворах А и В с добавками ИК

Среда	$E_{\text{корр}}$, В	i_a , мкА/см ² , при $E = -0,4$ В	i_H , мкА/см ²	Скорость роста трещин, мм/с	K , МПа·м ^{0,5}
Раствор А	-0,45	460	13	$1,64 \cdot 10^{-7}$	75
+ КР-10	-0,38	19	7	$5,83 \cdot 10^{-8}$	65
+ КР-20	-0,46	213	6,7	$1,08 \cdot 10^{-7}$	60
+ КР-30*	-0,4	8	7,7	$4,44 \cdot 10^{-8}$	60
+ КР-40*	-0,43	25	9,7	$7,50 \cdot 10^{-8}$	58
+ КР-50	-0,45	21	6,2	$7,22 \cdot 10^{-8}$	46
+ КР-60	-0,43	56	3	$5,56 \cdot 10^{-8}$	55
+ КР-70	-0,43	32	6	$1,94 \cdot 10^{-8}$	46
+ КР-80	-0,46	–	8	$1,50 \cdot 10^{-7}$	52
+ КР-90	-0,46	281	4	$6,94 \cdot 10^{-8}$	62
+ КР-100	-0,51	147	3	$8,33 \cdot 10^{-8}$	48
Раствор В	-0,51	690	17	$3,44 \cdot 10^{-7}$	60
+ КР-10	-0,49	172	15	$2,50 \cdot 10^{-7}$	63
+ КР-20	-0,43	3	14	$5,28 \cdot 10^{-8}$	60
+ КР-50	-0,38	59	8,7	$3,33 \cdot 10^{-8}$	46
+ КР-60	-0,51	55	5,6	$5,28 \cdot 10^{-8}$	55
+ КР-70	-0,38	15	7	$1,39 \cdot 10^{-8}$	50
+ КР-80	-0,495	–	10	$1,53 \cdot 10^{-7}$	47
+ КР-90	-0,46	280	1,5	$6,39 \cdot 10^{-8}$	56
+ КР-100	-0,47	13	3,7	$5,56 \cdot 10^{-8}$	47

* Поляризационные кривые в растворах этих ИК качественно не отличаются от полученных в присутствии других ИК и на рис. 1 не показаны.

менее отрицательно, чем $-0,4$ В. В таких случаях величину i_a оценивают путем экстраполяции линейного участка анодной кривой на значение $E = -0,4$ В (см. рис. 1а).

Полученные данные (см. рис. 1 и табл. 2) свидетельствуют о том, что все изученные ИК тормозят как реакцию анодного растворения стали, так и процесс наводороживания металла. Наименьшие величины анодного тока в чистом цитратном буфере наблюдаются в присутствии КР-10, КР-30 и КР-50. В растворе с добавкой сульфида анодную реакцию лучше всего тормозят КР-20, КР-100 и КР-70. Минимальные скорости внедрения водорода в металл наблюдаются в присутствии КР-100 и КР-60.

Нейтральные электролиты (рис. 2). В чистом нейтральном электролите (раствор С, см. рис. 2а) введение ИК приводит к сдвигу потенциала коррозии стали в сторону менее отрицательных потенциалов и уменьшению критического тока пассивации металла. В присутствии ИК потенциал коррозии стали лежит в области потенциалов пассивности металла, и, следовательно, наблюдаемый внешний анодный ток не отвечает скорости активного растворения металла, а соответствует процессу растворения железа через слой его оксида. В данном случае

внешний анодный ток не должен коррелировать со скоростью растворения стали в вершине растущей трещины, где поверхность металла периодически обновляется. Коэффициент диффузии атомов водорода в слое оксида значительно ниже (10^{-17} – 10^{-19} см²/с [48]), чем стационарный коэффициент диффузии водорода в чистом железе ($7,10^{-5}$ см²/с при 25 °С [49]), поэтому в нейтральном растворе, содержащем ИК, значения i_H значительно меньше, чем в слабокислых электролитах (см. табл. 2), и составляют, как правило, не более 1 мкА/см². Однако эти величины не могут быть равны значениям i_H в вершине растущей трещины.

В сульфидсодержащем нейтральном электролите (раствор D, см. рис. 2б) ИК значительно тормозят анодное растворение стали и, как правило, катодную реакцию. Однако наличие количественной связи между скоростями парциальных коррозионных реакций и трещиностойкостью трубной стали затруднено тем, что растворение стали в нейтральной сульфидсодержащей среде является достаточно сложным процессом, который включает образование питтингоподобных повреждений при катодной поляризации, ускоренное растворение наводороженного металла [50], а также,

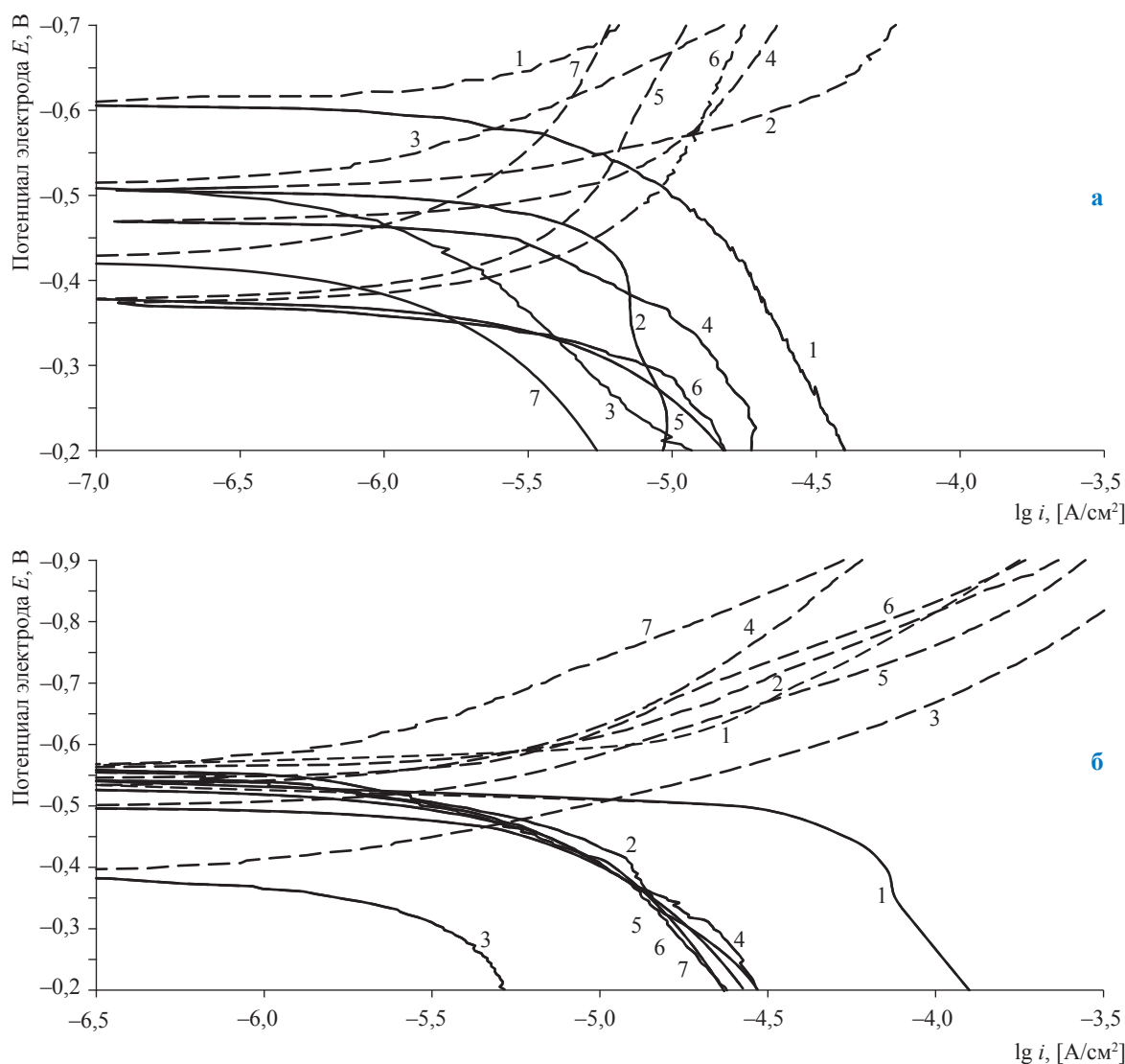


Рис. 2. Поляризационные кривые на стали в растворах *C* (а) и *D* (б): условные обозначения см. в экспликации и подписи к рис. 1

возможно, разложение карбидов на межзеренных границах и дезинтеграцию стали [51]. Количественная оценка влияния ингибиторов на интенсивность протекания этих локальных коррозионных процессов выходит за рамки данной статьи.

Таким образом, полученные данные (см. рис. 2) показывают, что ингибиторы уменьшают скорости условно равномерных (т.е. усредненных по всей поверхности электрода) коррозионных реакций в нейтральных средах, но использование электрохимических данных для количественной оценки эффективности органических соединений как ингибиторов КРН требует дополнительных исследований.

Влияние ингибиторов коррозии на скорость роста коррозионной трещины в трубной стали в слабых кислых электролитах с pH = 5,5

Ранее было показано [4, 6], что при статических механических напряжениях рост трещины в трубной стали в нейтральном растворе NS4 быстро замедляется и полностью прекращается. В слабых кислых электролитах трещина довольно долго растет с примерно постоянной скоростью [31–33, 45], поэтому влияние ИК на рост трещины изучалось в этой среде (растворы *A* и *B*, рис. 3). Зависимости Δl в растворах с добавкой ИК (см. рис. 3б) аналогичны полученным ранее зависимостям в цитратном буфере [45]. Продолжительность опытов составляла от 400 до 800 ч, и за время опыта

длина трещины увеличивалась на 0,1–0,3 мм в чистом цитратном буфере с добавкой ИК (раствор *A*) или на 0,1–0,6 мм в ингибированном сульфидсодержащем растворе (раствор *B*). Такой прирост длины трещины позволяет достаточно надежно рассчитать по уравнению (2) скорость роста трещины, полагая ее постоянной за время опыта. Так, величины скорости роста трещины в электролите с добавкой сероводорода составили $3,3 \cdot 10^{-7}$ мм/с (см. рис. 3а). Введение в раствор ингибитора приводит к снижению скорости роста трещины почти

на порядок величины и составляет $3,4 \cdot 10^{-4}$ мм/ч (см. рис. 3б). Средние значения K находятся в интервале 46–80 МПа·м^{0,5} (см. табл. 2), т.е. соответствуют области плато кинетической диаграммы изменения скорости роста трещины в зависимости от K , полученной в цитратном буфере [31, 33]. Отклонение текущего значения K от среднего за время опыта составляло, как правило, не более 5 МПа·м^{0,5}.

Наглядное сравнение скоростей роста трещины V в фоновых растворах и в присутствии различных ИК дано на рис. 4. Как видно,

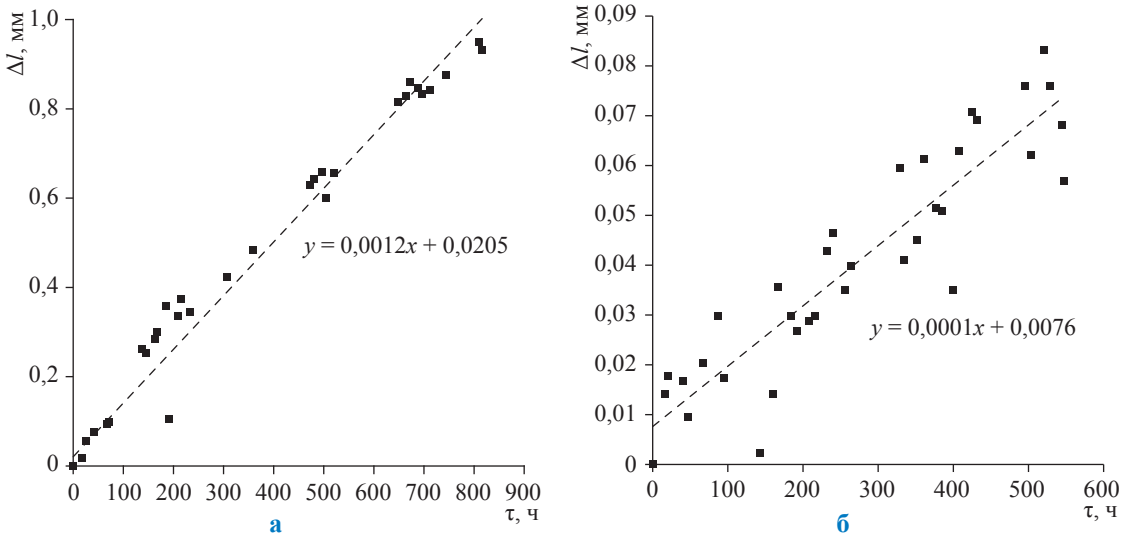


Рис. 3. Зависимость прироста длины трещины в образце от времени нахождения в фоновом (а) цитратном буфере (рН = 5,5), содержащем 1 мМ Na_2S , и в буфере с добавкой КР-50 (б)

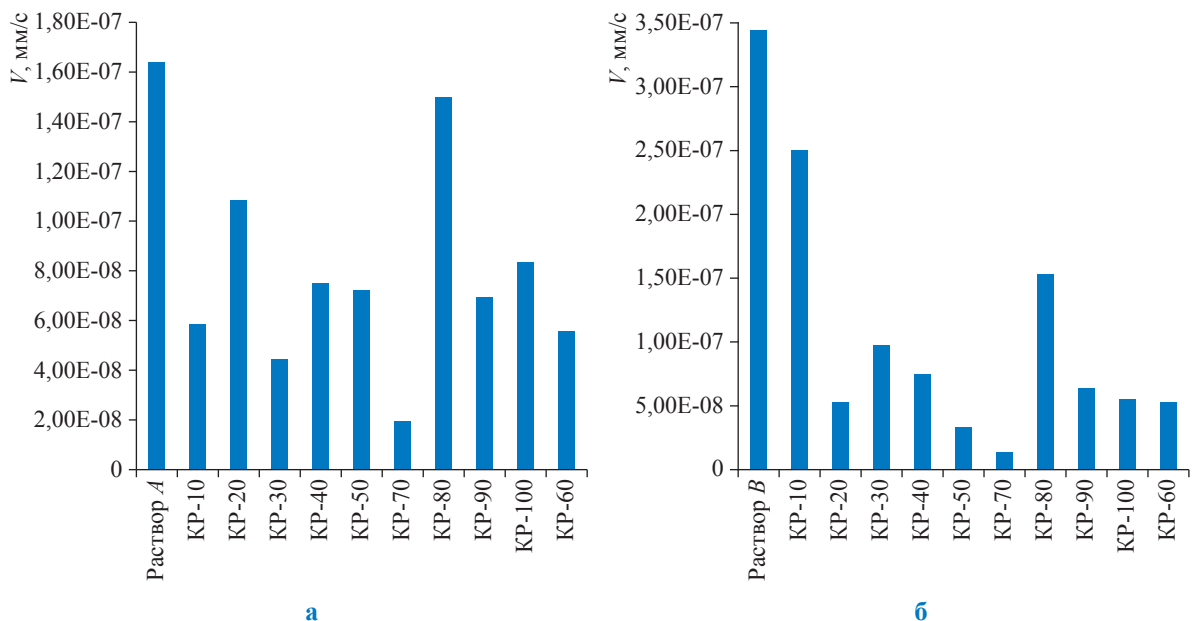


Рис. 4. Рост коррозионной трещины в стали X70 в цитратном буфере (а) и в буфере с добавкой 1 мМ Na_2S (б) в присутствии различных ИК

наименьшие значения V в чистом цитратном растворе наблюдаются в присутствии КР-70 (см. рис. 4а). Хорошими ингибирующими свойствами в этом фоновом растворе обладают КР-10 и КР-40. Скорость роста трещины в присутствии КР-10 снижается примерно в 3 раза. КР-20 является менее эффективным ингибитором. В два-три раза тормозится рост трещины в присутствии КР-60, КР-90 и КР-100. Практически не влияет на рост трещины КР-80.

В сульфидсодержащем фоновом растворе (см. рис. 4б) трещина растет в 2 раза быстрее, чем в чистом цитратном буфере, но эффективность ИК в присутствии сульфида, как правило, выше. Так, КР-70 уменьшает скорость роста трещины почти в 25 раз, а КР-50 – в 10 раз. Значительно (более чем в 6 раз) тормозят рост трещины КР-20, КР-60, КР-100 и КР-90. В меньшей степени ингибирующие свойства проявляют КР-10 и КР-80.

Таким образом, как и в случае общей коррозии, способность органических соединений тормозить рост трещины зависит от их химической природы и состава коррозионной среды.

Влияние ингибиторов коррозии на трещиностойкость трубной стали в нейтральных электролитах

Методом SSRT оценивали влияние ИК на суммарную скорость процесса КРН трубной стали, включающего образование зародышей трещин в виде коррозионных язв и питтингов на гладкой поверхности металлического образца

и развитие трещин вплоть до полного разрушения образца. Достоинством этого метода является возможность использовать в качестве испытательной среды нейтральные электролиты C и D на основе раствора NS4, химический состав которого близок к составу жидкости под отслоившейся изоляцией трубопроводов [34].

На рис. 5 показаны зависимости величины механической нагрузки (P) от времени опыта (и, соответственно, от удлинения образца) на воздухе, в электролите NS4, стабилизированном боратным буфером (раствор C), и при добавке ряда ингибиторов. В коррозионной среде разрыв образца облегчается по сравнению с испытаниями на воздухе: уменьшаются время до разрушения образца и максимальная выдерживаемая нагрузка (усилие разрушения). В фоновой коррозионной среде время до разрушения составляет 350 ч. В присутствии исследованных ИК время до разрушения составляет 290–390 ч. Как видно, некоторые из исследуемых ингибиторов, например КР-20, могут уменьшить время до разрушения образца, т.е. являются активаторами КРН в данной коррозионной среде.

Величина RA рассчитывается по уравнению (3) и является наиболее чувствительной к изменению состава коррозионной среды характеристикой [52]. Сопоставление величин RA, полученных в двух фоновых испытательных растворах и в присутствии различных ингибиторов коррозии, дано на рис. 6 (пунктиром показано среднее значение $RA = 75 \pm 4\%$, полученное при испытаниях образцов трубной стали

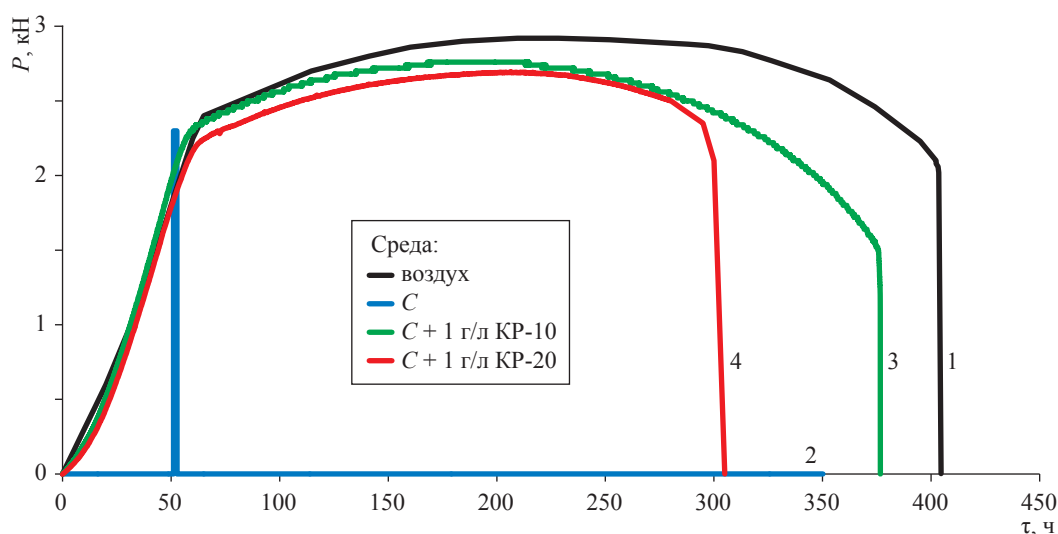


Рис. 5. Зависимость механической нагрузки образца от времени испытания методом SSRT в воздухе, фоновом растворе C и в растворе с добавками

на воздухе). Как видно, в фоновом электролите, содержащем сульфид (см. рис. 6б), величина RA значительно меньше, чем в растворе без сульфида (см. рис. 6а). Это согласуется с хорошо известным эффектом снижения трещиностойкости трубных сталей в присутствии сероводорода или сульфатовосстанавливающих бактерий [3, 4]. Введение в испытательные растворы ИК увеличивает, как правило, величину RA и, соответственно, повышает трещиностойкость трубной стали. Однако есть и исключения. Как уже отмечалось, КР-20 уменьшает время до разрушения образца (см. рис. 5) и величину RA в растворе, не содержащем сульфида (см. рис. 6а). В сульфидсодержащем растворе все изученные ИК увеличивают RA (см. рис. 6б).

Таким образом, эффективность ингибиторов КРН зависит от состава испытательной среды и прежде всего от наличия в ней сульфида, который является как активатором анодного растворения, так и промотором наводороживания стали. В отсутствие сульфида наиболее эффективными ингибиторами КРН являются КР-10, КР-80 и КР-90 (см. рис. 6а), а в сульфидсодержащем растворе – ингибиторы КР-60 и КР-70 (см. рис. 6б). Надо подчеркнуть, что указанные ингибиторы повышают величину RA до значений, которые отвечают разрушению образцов на воздухе (см. пункт на рис. 6), следовательно, практически полностью исключают опасное влияние коррозионной среды.

Согласно методике [43], по результатам выполненных испытаний определены значения обобщенного показателя сопротивления материалов КРН исследуемой трубы в фоновом растворе и с добавкой ингибирующих композиций КР-60 и КР-70. Установлено, что указанные ИК повышают обобщенный показатель сопротивления КРН трубной стали в фоновом растворе C в 1,16 раза.

По результатам выполненных исследований ингибирующие КРН КР-60 и КР-70 рекомендованы как наиболее перспективные для циклических испытаний и разработки защитных покрытий с повышенными адгезионными характеристиками.

Влияние ингибирующих композиций на стойкость трубной стали к КРН в нейтральном электролите при циклической нагрузке

Выполнены циклические испытания образцов трубной стали на стойкость к КРН на воздухе, в фоновом растворе C без добавки и с добавкой ингибирующих композиций (табл. 3). Показано, что в коррозионной среде стойкость образцов к КРН снижается по сравнению с испытаниями на воздухе. Введение в фоновый раствор ингибирующей композиции КР-60 повышает время до зарождения трещин в 1,2 раза и уменьшает скорость роста трещины в 1,53 раза; следовательно, КР-60 повышает

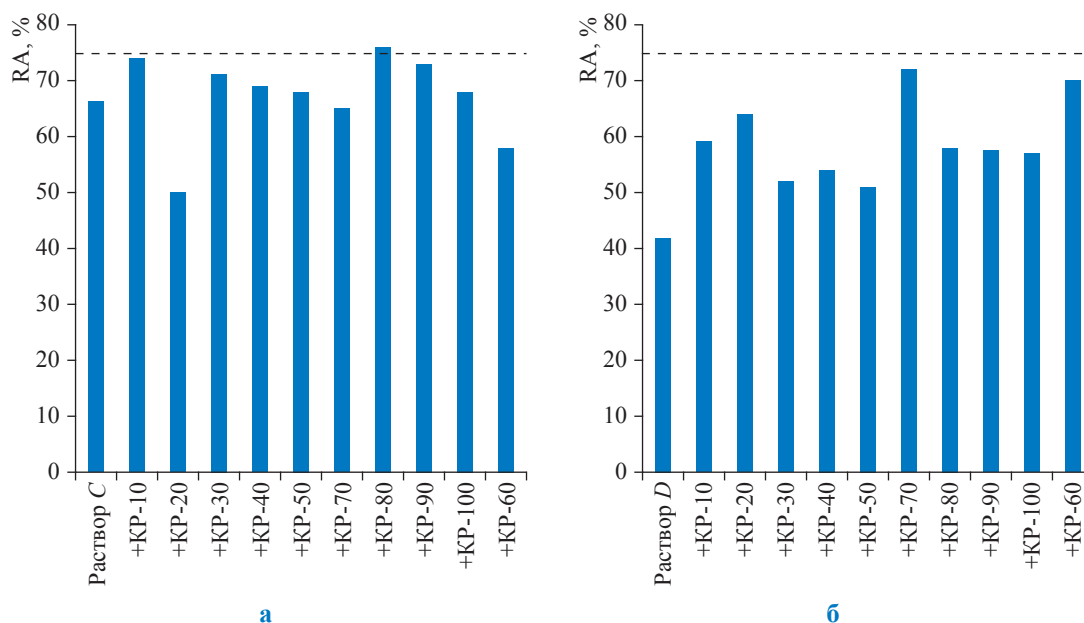


Рис. 6. Относительное сужение образца стали X70 в растворах C (а) и D (б) в присутствии различных ИК

Таблица 3

Результаты циклических испытаний образцов трубной стали на стойкость к КРН на воздухе, в фоновом растворе С без добавки и с добавлением ингибирующих композиций

Показатель	Среда			
	воздух	фоновый раствор С	фоновый раствор С с добавкой 1 г/л КР-60	фоновый раствор С с добавкой 1 г/л КР-70
Напряжение зарождения трещин, МПа	780	760	760	760
Время до зарождения трещин, ч	2,7	2,1	2,52	2,0
<i>V</i> при циклической нагрузке, мм/с	$1,03 \cdot 10^{-4}$	$5,94 \cdot 10^{-4}$	$3,89 \cdot 10^{-4}$	$6,44 \cdot 10^{-4}$

стойкость трубной стали к КРН по сравнению с испытаниями в чистом фоновом растворе. Добавка КР-70 не проявляет эффективных ингибирующих свойств: незначительно увеличивает скорость роста трещины и практически не влияет на напряжение и время зарождения трещин (см. табл. 3).

Таким образом, по результатам проведенных циклических испытаний наиболее эффективной для внедрения в состав грунтовки для битумно-полимерного покрытия можно считать композицию КР-60, в состав которой входят продукты реакции жирных аминов с различными смесями высших ненасыщенных карбоновых кислот.

Разработка ингибиторных композиций, обеспечивающих повышение антикоррозионных и адгезионных свойств изоляционных покрытий

Введение ИК в состав грунтовки для битумно-полимерного покрытия является наиболее технологичным и наименее затратным способом применения ИК для трассовой переизоляции МГ. При контакте такого праймера с подпленочным электролитом происходит диффузия ИК к поверхности трубной стали с последующей адсорбцией ингибитора в вершине и по берегам стресс-коррозионных трещин. После формирования защитной пленки на металле должна устанавливаться равновесная концентрация ИК в подпленочном электролите, в результате чего выход ингибитора из праймера тормозится. В этом случае необходимо обеспечить, как минимум, неухудшение нормируемых характеристик защитного покрытия: адгезии, водостойкости, стойкости к катодному отслаиванию [47], но желательно добиться увеличения прочности и стабильности адгезионных соединений «металл – полимер». В табл. 4 представлены результаты измерений адгезионной прочности битумно-полимерного

покрытия «Деком» с введенными в объем его грунтовки ингибиторами коррозии.

Видно, что введение наиболее эффективных ингибиторов КРН снижает адгезионную прочность покрытия, величина адгезии которого без добавок составила 29,3 Н/см. Лучшие результаты показали добавки КР-60 и КР-70 в концентрации 4 % об.: величины адгезионной прочности этих покрытий находятся в интервале 27–29 Н/см. Однако снижение концентрации ингибиторов до 2 % об. приводит к уменьшению адгезионной прочности примерно на 20 %. Выхода ингибирующих композиций через внешний слой защитного покрытия через 90 дней не наблюдается.

Для повышения адгезионных характеристик ингибированных битумно-полимерных покрытий можно использовать композиции на основе органосиланов (кремнийорганических соединений), которые способны повышать адгезионную прочность широкого ряда полимерных покрытий [53–56]. Так, проведено исследование влияния нескольких композиций органосиланов (составы обозначены как КС) на адгезионные свойства битумно-полимерного покрытия. В табл. 4 представлены результаты измерений, согласно которым введение в грунтовку составов типа КС повышает адгезию исходного (без ингибирующих добавок) покрытия. Лучший результат получен при введении в грунтовку состава КС-3.

Исследование композиций, в состав которых входили изученные ингибиторы коррозии (2 % об.) и органосиланы типа КС (2 % об.), показало, что введение кремнийорганических соединений в грунтовку улучшает адгезионную прочность покрытий с ингибиторами КР-60 и КР-70. В результате адгезия ингибированного покрытия повышается по сравнению с исходным составом покрытия. Попытка улучшить адгезионные характеристики покрытий с ингибиторами КР-10, КР-20 и КР-40 оказалась

Таблица 4

Адгезионная прочность при отрыве под углом 90° битумно-полимерного покрытия с грунтовкой «Деком-Газ» без добавок (БГ) и с добавками ингибирующими и кремнийорганическими соединениями (КС) в различных комбинациях

Система	Адгезия максимальная, кН/см
БГ	29,338
БГ+КР-10	10,092
БГ+КР-20	9,5
БГ+ КР-30	6,602
БГ+ КР-40	12,300
БГ+КР-80	22,285
БГ+КР-90	15,600
БГ+КР-100	20,500
БГ+КР-60	27,900
БГ+КР-70	29,229
БГ+ КС-1	33,564
БГ+ КС-2	29,832
БГ+ КС-3	36,550
БГ+ КР-60 +КС-3	35,926
БГ+КР-20 + КС-3	16,913
БГ+ КР-40 + КС-3	15,829
БГ+ КР-100 + КС-1	27,503
БГ+ КР-90 + КС-3	25,906
БГ+ КР-10 + КС-3	12,665
БГ+ КР-100 + КС-3	30,029
БГ+ КР-70 + КС-3	37,510
БГ+ КР-70 + КС-1	22,987

неудачной: хотя органосилановые составы КС и увеличивают значительно (в 1,5–2 раза) адгезионную прочность ингибированного покрытия, но она все же уступает прочности исходного покрытия (см. табл. 4).

Изучение водостойкости адгезии и стойкости к катодному отслаиванию ингибированных покрытий показало, что кремнийорганические составы КС, добавленные в грунтовку с ингибиторами КР-60 или КР-70, обеспечивают лучшие адгезионные характеристики, чем у исходного битумно-полимерного покрытия «Деком» (табл. 5). Адгезионные характеристики грунтовок, ингибированных КР-10, КР-20 и их смесью, остаются хуже, чем у исходного покрытия, даже при введении в грунтовку промотирующего адгезию состава КС-3.

Таким образом, ряд изученных ингибиторов КРН, а именно КР-10, КР-20 и их смеси, не могут применяться совместно с битумно-полимерными покрытиями. Ингибированные покрытия, в состав которых входят ингибиторы КР-60 или КР-70 совместно с кремнийорганическим добавкой КС-3, показали адгезионные характеристики (адгезионную прочность, водостойкость и стойкость к катодному

отслаиванию), сравнимые и превышающие характеристики битумно-полимерного покрытия «Деком» без добавок (см. табл. 4, 5). Следовательно, выбор оптимального состава ингибирующей добавки в защитное покрытие позволит не только ингибировать зарождение трещин КРН в случае сохранения влаги под покрытием, но и консервировать уже образованные трещины небольшой глубины, пропущенные в процессе диагностического обследования.

На основании результатов лабораторных исследований для стендовых испытаний рекомендованы ингибирующие КРН композиции КР-60 и КР-70. По результатам стендовых испытаний установлено [57], что введение ИК в состав покрытия на основе рулонно-армированного материала позволяет получить защитное покрытие, соответствующее техническим требованиям [58], предъявляемым к адгезионным свойствам покрытий данного типа.

Таким образом, наиболее перспективным составом для внедрения в грунтовку битумно-полимерного покрытия является ингибирующая композиция КР-60 совместно с кремнийорганической добавкой КС-3. Эффективность

Таблица 5

Результаты испытаний покрытия «Деком» с различными ингибирующими и промотирующими адгезию добавками на водостойкость адгезии и стойкость к катодному отслаиванию

Система	Адгезионная прочность после выдержки в воде в течение 1000 ч при 20 °С, Н/см	Площадь отслоившегося покрытия, см ²
«Деком» без добавок	18,95	9,77
«Деком» + 2 % КР-60 + 2 % КС-3	28,15	6,40
«Деком» + 2 % КР-90 + 2 % КС-3	27,59	6,57
«Деком» + 2 % КР-90 + 2 % КС-2	22,16	6,95
«Деком» + 4 % КР-70 + КС-3	23,22	7,10
«Деком» + 4 % КР-10 + 2 % КС-3	0	51,22
«Деком» + КР-10 + КР-20 (5:1) + КС-3	6,25	12,94

указанного состава композиции экспериментально подтверждена результатами повторного комплекса коррозионно-механических испытаний образцов трубных сталей в модельных грунтовых электролитах.

На основании изучения электрохимической кинетики парциальных электродных реакций, протекающих при коррозии трубной стали в средах, имитирующих грунтовый (подпленочный) электролит, установлены типы органических соединений, которые наиболее эффективно тормозят процессы анодного растворения железа, катодного выделения и внедрения водорода в металл.

Комплексные коррозионно-механические испытания образцов трубных сталей с различными типами ИК позволили оценить влияние ингибиторов на развитие трещин при статической и циклической нагрузках, а также на трещиностойкость стали при медленном растяжении с постоянной скоростью в модельных грунтовых электролитах (рН = 5,5 и рН = 7,0). Испытания проводились в средах, не содержащих и содержащих сероводород. Показано, что наилучшие ингибирующие свойства в электролите проявляет композиция КР-60, а именно:

- повышает в 1,16 раза обобщенный показатель сопротивления трубной стали КРН;
- снижает в 3 раза скорость роста уже существующей трещины;
- продлевает в 1,2 раза время до зарождения трещин в трубной стали;
- снижает в 1,53 раза скорость роста новой трещины.

Проведены сравнительные лабораторные испытания на адгезионную прочность, водостойкость, стойкость к катодному отслаиванию

битумно-полимерных покрытий, содержащих различные ингибиторы КРН и кремний-органические соединения. Показано, что наилучшие адгезионные характеристики демонстрируют покрытия с ингибиторами КР-60 и КР-70.

Следует подчеркнуть, что успешность защиты от КРН определяется корректным и рациональным подбором ингибитора с учетом его химической природы, механизма влияния на кинетику электрохимических реакций и состава коррозионной среды. По результатам проведенных лабораторных и стендовых испытаний наиболее эффективным для консервации стресс-коррозионных повреждений назван ингибитор КР-60, содержащий продукты реакции жирных аминов с различными смесями высших ненасыщенных карбоновых кислот. Эффективность указанной композиции экспериментально доказана по результатам испытаний образцов трубных сталей в модельных грунтовых электролитах при статической и циклической нагрузках. Установлено, что кинетика выхода ингибирующей КРН композиции КР-60 (ТУ 2415-029-16424386-2015) из грунтовки в подпленочный электролит обеспечивает эффективное ингибирование незначительных стресс-коррозионных повреждений как минимум в течение трех лет эксплуатации МГ. Выхода указанной ИК через внешний слой защитного покрытия через 90 дней не наблюдалось.

В настоящее время грунтовка, дополненная ингибитором КР-60 (ТУ 2415-029-16424386-2015) и органосилоном КС-3, применяется на участках МГ в составе битумно-полимерных защитных покрытий холодного нанесения, используемых в рамках программ опытно-промышленных испытаний ПАО «Газпром» в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Список литературы

1. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2013 г. – М., 2014. – 405 с.
2. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. – Ч. I: Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, А.Б. Арабей // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1.
3. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. – Ч. II: Кинетические закономерности и влияние условий эксплуатации на КРН трубных сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2010. – № 2. – С. 1.
4. MH-2-95. Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels: report of NEB. – 1996. – 147 p.
5. Арабей А.Б. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 106 с.
6. OPS TТ08. Integrity management program. Stress corrosion cracking study: final report / М. Baker; Department of Transportation. Office of Pipeline Safety. – Calgary, Canada, 2005.
7. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
8. Parkins R.N. // Proc. of 4th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1975. – V. 3. – P. 595–605.
9. Parkins R.N. Cavallaro Medal Lecture 1985: Inhibitors and environment sensitive fracture / R.N. Parkins // Brit. Corros. J. – 1986. – V. 21. – № 1. – P. 1–10.
10. Chu W.-Y. Mechanism of stress corrosion cracking of low alloy steel in water / Chu Wu-Yang, Liu Tian-Hua, Hsiao Chi-Mei et al. // Corrosion. – 1981. – V. 37. – № 6. – P. 320–327.
11. Humphries M.J. The effect of substitutional elements on the stress-corrosion cracking behavior of pure iron base alloys / M.J. Humphries, R.N. Parkins // Corrosion Science. – 1967. – V. 7. – P. 747.
12. Jaber J. Effects of anodic inhibitors on stress corrosion cracking of a high strength steel in aqueous environments / J. Jaber // Brit. Corros. J. – 1985. – V. 20. – № 3. – P. 133–138.
13. Савченкова В.В., Ажогин Ф.Ф., Чебагаревский В.В. и др. // Защита металлов. – 1985. – Т. 21. – № 5. – С. 831–833.
14. Alonco C. The risk of stress corrosion cracking of prestressed steel and its prevention by use of nitrite inhibitor / C. Alonco, J. Fulla, C. Andrade // Journal of Corrosion Science and Engineering. – 2003. – V. 6. – Paper C004.
15. Ратыч Л.В. Коррозионная трещиностойкость конструкционных материалов: состояние и перспективы развития исследований / Л.В. Ратыч, И.М. Слободян // Физико-химическая механика материалов. – 1986. – Т. 22. – № 6. – С. 68–75.
16. Ратыч Л.В., Слободян И.М. // Защита металлов. – 1989. – Т. 25. – № 5. – С. 723–728.
17. Lemaitre C., Miroud L., Berange G. // Proceedings of 6th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1985. – V. 1. – P. 701–668.
18. Солодкина В.П., Мартынова Н.Г. // Физико-химическая механика материалов. – 1975. – Т. 11. – № 4. – С. 106–107.
19. Pluvinaut G., Scherrer G. // Ann. Chim. – 1982. – V. 7. – № 4. – P. 251–268.
20. Сокуренок А.М., Чен Т.Х., Баранник В.П. // Защита металлов. – 1988. – Т. 25. – № 5. – С. 723–728.
21. Husain A., Habib K., Jarman R. // Proc. of 7th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1990. – V. 1. – P. 621–628.
22. Бабей Ю.И., Капинос А.В., Заверобный Д.М. // Прогресс. Методы и средства защиты металлов от коррозии: тезисы докл. Всесоюзной науч.-техн. конф. – М., 1988. – Ч. 3. – С. 41–42.
23. Luigi V.P. // Proc. of 6th Eur. Congr. Metal. Corros. – London, 1977. – P. 539–545.
24. Михайлов В.И., Белова В.Ф., Родионов Н.С. // Физико-хим. исследования неорганических соединений: сб. – Чебоксары, 1983. – С. 30–33.
25. Скворцов В.Г., Яхваров Г.И., Михайлов В.И. и др. // Защита металлов. – 1986. – Т. 21. – № 1. – С. 161–164.
26. Иванов Е.С. Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах: справ. / Е.С. Иванов. – М.: Металлургия, 1986. – 175 с.
27. Фролова Л.В. Ингибирование сероводородной коррозии стали катамином АБ / Л.В. Фролова, Е.В. Томина, Л.П. Казанский и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2007. – № 7. – С. 22–27.

28. Игнатенко В.Э. Применение метода SSRT для оценки влияния состава коррозионной среды на склонность трубной стали X70 к растрескиванию под напряжением / В.Э. Игнатенко, Ю.И. Кузнецов, А.Б. Арабей и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2011. – № 9. – С. 16–25.
29. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии / И.Л. Розенфельд. – М.: Химия, 1977. – 350 с.
30. Рахманкулов Д.Л. Ингибиторы коррозии. – Т. 1 / Д.Л. Рахманкулов, Д.Е. Бугай, А.И. Габитов и др. – Уфа: Гос. НИИ «Реактив», 1997. – 296 с.
31. Арабей А.Б. Влияние состава коррозионной среды на скорость роста трещины в трубной стали X70 / А.Б. Арабей, Р.И. Богданов, В.Э. Игнатенко и др. // Физикохимия поверхности и защита материалов. – 2011. – Т. 47. – № 2. – С. 208–217.
32. Игнатенко В.Э. Влияние катодной поляризации на скорость коррозионного растрескивания трубных сталей / В.Э. Игнатенко, А.И. Маршаков, В.А. Маричев и др. // Защита металлов. – 2000. – Т. 36. – № 2. – С. 132–139.
33. Marshakov A.I. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, R.I. Bogdanov et al. // Corrosion Science. – 2014. – № 83. – P. 209–216.
34. Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near-neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // Corrosion. – 1994. – V. 50 – P. 394.
35. ГОСТ 9.014-78. Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.
36. ТУ 2313-011-32989231-2013. Грунтовка термостойкая битумно-полимерная «Деком-Газ». Технические условия.
37. ТУ 5774-015-32989231-2013. Материал термостойкий рулонный армированный мастичный «Деком-РАМ». Технические условия.
38. ТУ 2245-014-32989231-2013. Лента термостойкая радиационно-модифицированная мастичная «Деком-Кор». Технические условия.
39. Devanathan M.A.V. The mechanism of hydrogen evolution on iron in acid solutions by determination of permeation rates / M.A.V. Devanathan, Z. Stachurski // J. Electrochem. Soc. – 1964. – V. 111. – № 5. – P. 619.
40. Маршаков А.И. Влияние кислородсодержащих окислителей на скорость проникновения водорода через железную мембрану / А.И. Маршаков, О.В. Батищева, Ю.Н. Михайловский // Защита металлов. – 1989. – Т. 25. – № 6. – С. 888.
41. Ряховских И.В. Совершенствование методов оценки стойкости газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозия) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // Физика и химия обработки материалов. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
42. СТО Газпром 2-5.1-148-2007. Методы испытания сталей и сварных соединений на коррозионной растрескивание под напряжением (с Изменением № 1). – М.: Газпром экспо, 2014. – 57 с.
43. Р Газпром 2-2.3-1039-2016. Применение ингибирующих композиций при переизоляции газопроводов для предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). – М.: Газпром экспо, 2016. – 75 с.
44. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособие / под ред. В.В. Панасюка. – Киев: Наукова думка, 1990. – Т. 4. – 680 с.
45. Богданов Р.И. Влияние состава раствора на скорость роста трещины в трубной стали X70 при статической и циклической нагрузке / Р.И. Богданов, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко // Коррозия: материалы, защита. – 2011. – № 11. – С. 30–37.
46. ГОСТ 411-77. Резина и клей. Методы определения прочности связи с металлом при отслаивании.
47. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
48. Zakroczymski T. // Scripta Metal. – 1985. – V. 19. – P. 521–528.
49. Kiuchi K. The solubility and diffusivity of hydrogen in well-annealed and deformed iron / K. Kiuchi, R.B. McLellan // Acta Metallurgica. – 1983. – V. 31. – № 7. – P. 961.
50. Marshakov A.I. The formation of corrosion defects upon cathodic polarization of X70 grade pipe steel / A.I. Marshakov, T.A. Nenasheva // Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces. – 2015. – V. 51. – № 7. – P. 1122–1132.
51. Ненашева Т.А. Кинетика растворения наводороженной углеродистой стали в электролитах с рН, близким к нейтральному / Т.А. Ненашева, А.И. Маршаков // Физикохимия поверхности и защита материалов. – 2015. – Т. 51. – № 6. – С. 664–672.

52. Ignatenko V.E. Application of SSRT to estimate the effect of corrosive medium on the liability of X70 pipe steel to stress corrosion cracking / V.E. Ignatenko, Yu. I. Kuznetsov, A.B. Arabei et al. // *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*. – 2013. – V. 2. – № 4. – P. 318–336.
53. Pluddemann E.P. // *Silane Coupling Agents*. – New York: Plenum Press, 1982. – P. 235.
54. Flamini D.O. Aniline-based silane as a primer for corrosion inhibition of aluminium / D.O. Flamini, M. Trueba, S.P. Trasatti // *Progress in Organic Coatings*. – 2012. – V. 74. – P. 302–310.
55. Franquet A. Composition and thickness of non-functional organosilane films coated on aluminium studied by means of infra-red spectroscopic ellipsometry / A. Franquet, H. Terryn, J. Vereecken // *Thin Solid Films*. – 2003. – V. 441. – P. 76–84.
56. Шапкин Н.П. Синтез и исследование полиферроорганосилоксанов, полученных на основе трифункциональных производных кремния: автореф. дис. ... к.х.н. / Н.П. Шапкин. – Владивосток: Дальневосточный гос. ун-т, 1971. – 21 с.
57. Малеева М.А. Разработка ингибированных полимерных композиций с целью предотвращения риска КРН на магистральных газопроводах / М.А. Малеева, Г.В. Редькина, Р.И. Богданов и др. // *Коррозия территории нефтегаз*. – 2015. – № 2 (31). – С. 24.
58. СТО Газпром 9.1-016-2012. Наружные защитные покрытия на основе битумно-полимерных материалов для ремонта магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм.

УДК 621.644.07:[620.194.22+004+93'11]

А.Б. Докутович, С.В. Коваленко, А.Н. Кузнецов, Ю.В. Немчин, В.Д. Шапиро

О возможности прогнозирования различных видов стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов ПАО «Газпром»

Ключевые слова:

магистральный газопровод, авария, стресс-коррозия, прогноз, распознавание образов, статистические методы.

Keywords:

gas main, emergency, stress corrosion, forecast, image recognition, statistic methods.

Задача обеспечения эксплуатирующих дочерних обществ ПАО «Газпром» возможностью предсказания и, соответственно, предупреждения неблагоприятных ситуаций (аварий, инцидентов) на магистральных газопроводах (МГ) требует создания методов прогнозной оценки риска их эксплуатации. Это касается в первую очередь газо- и продуктопроводов, подверженных стресс-коррозии, т.е. коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). За прошедшие 20 лет (1996–2015 гг.) на опасных производственных объектах (ОПО) магистральных газо- и конденсатопроводов 36 % аварий произошли по причине стресс-коррозии. Из них в 12 случаях наблюдались поперечные стресс-коррозионные трещины (табл. 1), в том числе заключениями специальных комиссий по расследованию аварий в восьми случаях поперечные стресс-коррозионные трещины были признаны основной причиной аварий, в четырех случаях – сопутствующим фактором при продольном направлении развития магистральных трещин.

Стресс-коррозионные повреждения на действующих МГ могут иметь различное происхождение (т.е. физическую природу зарождения и развития), являясь результатом действия тех или иных неблагоприятных факторов на элементы и конструкции трубопроводов в процессе их изготовления, строительства и эксплуатации. При этом также различаются и внешние проявления КРН: расположение на конструкции, конфигурация, число, протяженность, направление очаговых и сопутствующих трещин, характер излома и т.д. Так, почти ежегодно наблюдаются случаи аварий и (или) инцидентов из-за появления трещин, имеющих не вполне обычное для трещин, обусловленных КРН, поперечное к оси трубы расположение (рис. 1). Такие случаи после 4-летнего перерыва участились в 2015 г.

Например, при аварии на линейной части магистрального конденсатопровода диаметром 720×7,6 мм произошло разрушение стальной трубы Х60 (см. ТУ 20-28-40-48-79) из-за поперечной по отношению к оси трубы трещины по линии сплавления кольцевого монтажного сварного шва с ориентацией 4–8 ч по условному циферблату, образовавшейся по механизму КРН. Выявленные поперечные трещины КРН были обусловлены в основном воздействием изгибных напряжений, значительно превышающих кольцевые напряжения в результате внутреннего давления продукта. Повреждения наружной поверхности околошовной зоны кольцевого сварного шва косвенно указывали также на неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия.

На том же объекте с теми же трубами по причине поперечных трещин КРН произошел инцидент – разрушение по линии сплавления кольцевого шва без возгорания.



Рис. 1. Количество аварий и инцидентов из-за поперечных стресс-коррозионных трещин в период 1995–2016 гг.

Таблица 1
Аварии на объектах ЕСТ ПАО «Газпром», при которых комиссиями по расследованию зафиксированы поперечные трещины КРН, за 1996–2015 гг.

Отказавший(-ие) элемент(-ы)	«Возраст» участка МГ к моменту аварии, лет	вид повреждения	Характеристика очагового повреждения			Значимость повреждения	
			на конструкции	расположение по условным часам	вид разрушения излом	долгом	Значимость повреждения
Трубы спиральношовные, 1220×10,5 мм Волжского трубоного завода (ВТЗ)	20		По основному металлу	Н.д.	Вязкий с хрупкими участками	Вязкий	Сопутствующая трещина
	18			12 ч	Квазихрупкий	Вязкий	
	16			6 ч	Хрупкий	Вязкий	
	16			4–6 ч	Хрупкий	–	
Две кривые холодного гнутья по 4° 1420×15,7 мм	21	Поперечная трещина КРН	По монтажному сварному шву	Н.д.	Хрупкий	Вязкий	Очаговая трещина
				Н.д.	Не указано	Н.д.	
Монтажный сварной стык труб ХТЗ 1420×16,5 мм	24		По основному металлу трубы с переходом на монтажный стык	4–6 ч	Квазихрупкий	Н.д.	
				6 ч	Вязкий	Вязкий	
				Вдоль спирального шва на 3–6 ч		Хрупкий	
Труба импортная 1420×18,7 мм	20		По основному металлу трубы	5–6 ч	Н.д.	Н.д.	Сопутствующая трещина
				6 ч	Н.д.	Н.д.	
Труба импортная 1020×12,9 мм	21	Поперечная кольцевая трещина					
Кагушка из трубы 1420×18,7 мм	22	Поперечная трещина КРН	По линии сплавления монтажного сварного шва	6 ч	Н.д.	Н.д.	Очаговая трещина
				6–8 ч	Н.д.	Вязкий	

Примечание: н.д. – нет данных

В очаге разрушения обнаружены две поперечные трещины, ориентированные приблизительно на 6 ч по условному циферблату, которые развились по механизму КРН. Очаговая магистральная трещина развивалась за счет слияния отдельных поверхностных трещин путем разрыва перегородок между ними. Отмечались: некачественная пленочная изоляция, наличие подрезов при сварке монтажного стыка, в полость которых проникала влага, что привело (при повышенных растягивающих напряжениях в нижней части трубы) к образованию трещин КРН.

Нередко при расследовании отказов на газопроводах поперечные стресс-коррозионные трещины выявляются как сопутствующие дефекты, не являющиеся основной причиной аварии или инцидента. Например, при аварии на выходном шлейфе компрессорной станции основное повреждение представляло собой зону продольно ориентированных трещин длиной 2240 и шириной 400 мм, а на одном из фрагментов разрушенного участка была обнаружена поперечная трещина длиной 300 и глубиной до 10 мм по линии сплавления кольцевого сварного шва, сваренного ручной дуговой сваркой. Вдоль основной трещины на участке шириной до 25 мм имелись многочисленные сопутствующие мелкие поперечные трещины, представляющие собой, как и основная трещина, трещины КРН, локализующиеся на 6 ч условного циферблата. Случаи образования поперечных трещин КРН наблюдались и ранее, изучены и описаны в ряде работ [1–5 и др.].

В практике встречаются случаи аварий и инцидентов, отличающихся «похожестью» аварийных повреждений на поперечную стресс-коррозию, но по факту таковыми не являющихся. Так, в указанный перечень аварий, связанных с поперечными стресс-коррозионными трещинами, не включены три случая аварий, произошедших в рассматриваемый период с образованием поперечных трещин, которые не были классифицированы комиссией по расследованию аварий как трещины КРН:

1) разрушение по основному металлу трубы в зоне термического влияния (ЗТВ) поперечного монтажного сварного шва на газопроводе 1420×16,5 мм (трубы ХТЗ, «возраст» участка к моменту аварии – 15 лет);

2) разрушение по линии сплавления и ЗТВ поперечного монтажного шва на газопроводе-

лупинге 1420×17,5 мм (трубы ХТЗ, «возраст» участка к моменту аварии – 11 лет);

3) разрушение по основному металлу трубы в ЗТВ поперечного монтажного сварного шва на газопроводе 1420×15,7 мм (трубы ХТЗ, «возраст» участка к моменту аварии – 12 лет).

В качестве причины перечисленных аварий комиссия по расследованию назвала нарушение технологии сварочно-монтажных работ (СМР), поскольку были установлены нарушения в части производства работ по сварке и укладке трубопроводов в процессе сооружения, приведшие к непроектным изгибным напряжениям в вертикальной плоскости трубопроводов и дефектам монтажных сварных швов. При этом во всех трех случаях излом в очаге поперечной трещины не имел ни следов коррозии, ни «колоний» сопутствующих трещин, характерных для стресс-коррозионных повреждений. Следует обратить внимание также на малые сроки эксплуатации до аварии, не превышающие 15 лет.

Общая статистика отказов за последние 20 лет (см. рис. 1) учитывает также следующие (зарегистрированные соответствующими комиссиями по расследованию инцидентов) случаи инцидентов на МГ с образованием поперечных стресс-коррозионных повреждений:

- нарушение герметичности трубы без разрушения (утечка газа без возгорания). Отказало монтажное сварное соединение (захлест) двух труб диаметром 1420 мм с толщинами стенки 15,7 и 18,7 мм на прямолинейном участке МГ. Очаг разгерметизации – с 5,5 до 6,9 ч по условному циферблату. Трещины расположены в нижней (растянутой) части трубы в ЗТВ кольцевого сварного шва;

- утечка газа без возгорания, обнаруженная при воздушном патрулировании. Объект в месте инцидента – 3-градусный отвод холодного гнущего линейного участка в зоне перехода рельефа местности с низинного на холмистый. Диаметр трубопровода – 1420 мм, толщина стенки – 15,7 мм. Поставщик труб – ХТЗ. Причина инцидента – поперечные трещины КРН по телу трубы в нижней (растянутой) части, ориентированные на 5–7 ч по условному циферблату;

- утечка газа со вспышкой и выбросом грунта в пойме ручья гористого лога. Объект в месте инцидента – линейная часть МГ, трубы диаметром 1420 мм с толщиной стенки 18,7 мм. В месте кольцевого сварного соединения двух 4-градусных кривых вставок на 6 ч

по условному циферблату обнаружена сквозная трещина, имеющая поперечное к потоку газа расположение. Вблизи кольцевого шва обнаружены поперечные (перпендикулярные к магистральной трещине) трещины КРН. В месте сварного поперечного шва замечено при отрывке шурфа смещение трубопровода в вертикальной плоскости, вызванное дополнительными изгибными напряжениями (защемлением).

Приведенные примеры показывают преобладание поперечных трещин в точках максимальной кривизны изогнутых участков трубопровода, соответствующих максимальному значению изгибающего момента, с растянутой стороны по сечению трубы. Поперечные стресс-коррозионные трещины в ряде случаев располагаются вдоль монтажных сварных швов, в том числе по границе сплавления с основным металлом, реже – на основном металле трубы, в том числе в ЗТВ прилегающего поперечного сварного стыка.

Мелкие стресс-коррозионные трещины не всегда учитываются как повреждения при штатном контроле и обращают на себя внимание преимущественно при авариях или инцидентах, сопровождающихся разгерметизацией либо разрушением труб. Иногда аналогичные мелкие трещины и группы сопутствующих мелких поперечных трещин наблюдаются на смежных участках трубопровода.

Как правило, поперечные трещины КРН наблюдались на импортных трубах (или произведенных из импортных материалов) в «возрасте» до 30 лет, имеющих пленочную изоляцию трассового нанесения. Поперечные трещины КРН в сравнении с трещинами КРН обычного (продольного) расположения представляют более серьезную опасность как менее предсказуемые с точки зрения дальнейшего развития, поскольку связаны преимущественно с неплановыми изгибающими воздействиями, концентрацией напряжений от повреждений и т.д. и менее зависимы от уровня основного воздействия – внутреннего давления перекачиваемой среды. Поэтому для КРН-опасных участков важно уметь по признакам, сопутствующим эксплуатации такого участка, предсказывать вид наиболее вероятных стресс-коррозионных повреждений (продольные, поперечные).

Применительно к совершенствованию методов риск-анализа ОПО МГ, в том числе с позиций возможности проявления КРН, полезно привлекать аппарат распознавания образов [6].

Идея распознавания образов состоит в том, что в результате выбора (в условиях неполной определенности) некоторого объекта из совокупности объектов, принадлежащих разным классам (категориям¹), по некоторым признакам можно с определенной достоверностью определить, к какой из этих категорий относится наблюдаемый объект. Категорирование, т.е. принятие решения о принадлежности объекта к определенной категории, осуществляется на основе анализа признаков, сопутствующих событию, и сопоставления их с признаками ранее наблюдаемых категорий объектов. При наличии ряда наблюдаемых и подлежащих распознаванию категорий объектов исследования их обычно объединяют абстрактным термином «образы» и говорят о «распознавании образов». Необходимость в распознавании образов присутствует и часто возникает в различных областях науки и техники. Каждая задача распознавания сугубо индивидуальна и по-разному решается в различных областях применения.

В задаче обеспечения возможности прогнозирования вероятной причины аварии (и, следовательно, возможности ее предупреждения) с привлечением имеющихся ретроспективных данных об авариях [7] будем под «объектом определенной категории» подразумевать «аварию определенной физической природы», а под «распознаванием» – «отнесение случая возможной аварии (по определенным сопутствующим признакам) к i -й категории из n категорий, т.е. к i -й группе по физической природе аварий».

Требования, определяющие классификацию объектов (в рассматриваемом случае – категорирование аварий), могут быть различными и зависят от цели распознавания. Характерен следующий пример [8]: при распознавании латинских букв образуется 26 классов (категорий) образов. Однако чтобы отличить при распознавании латинские буквы от китайских иероглифов, нужно лишь два класса образов.

Поскольку категорирование аварий, как правило, – задача многоцелевая, процедуру

¹ Далее, чтобы избежать смешения терминов, связанных с понятием «класса» («класс опасности объекта» по Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ и «класс объекта» в теории распознавания образов), если речь идет о распознавании образов, будем применять термин «категория объекта», а задачу «классификации объектов» при распознавании образов называть «категорированием».

распознавания при категорировании аварий в общем виде можно организовать двухступенчатой, т.е. с возможной детализацией выводов (результатов распознавания) на втором этапе. Как показала предварительная оценка информационной обеспеченности различных категорий аварий, имеющихся в базе данных, на первой ступени распознавания, согласно принятой модели, целесообразно установить принадлежность конкретного случая аварии к одной из $n = 3$ категорий, где n – принятое для первой ступени распознавания число категорий аварий.

С позиций причинной идентификации происшествий все случаи аварий на МГ, внесенные в базу данных, сводятся к трем укрупненным категориям:

1) *отсроченные проявления поврежденных* – аварии, обусловленные внешними или внутренними повреждениями и повреждениями элементов ОПО, внесенными на каком-либо из этапов их жизненного цикла, не приведшими к немедленному разрушению, взрыву или выбросу опасных веществ, но способствующими накоплению повреждений, развитию коррозии или эрозии элементов (труб, соединительных деталей и т.д.) ОПО;

2) *внезапные аварийные воздействия* – аварии из-за внезапного, непланового силового воздействия на неповрежденный объект, связанного с диверсией или неумышленным повреждением, скачком нагрузок при нарушении правил эксплуатации объекта, стихийным бедствием и т.д.;

3) *стресс-коррозионные проявления* – аварии, обусловленные стресс-коррозией, т.е. локальным растрескиванием металла труб, развивающимся под действием коррозионной среды и механических напряжений.

Обладая, на первый взгляд, идентификационными признаками, аналогичными авариям категории 1 (отсроченные проявления дефектов), стресс-коррозия выделяется в отдельную (третью) категорию аварий по следующим причинам. Стресс-коррозия как деструктивный процесс возникает только при определенных специфических сочетаниях нагрузок и воздействий на трубопровод, условий работы, служебных свойств и характеристик качества труб, поэтому оказывает на трубопроводы избирательное (локальное) воздействие, трудно прогнозируемое по месту, срокам и интенсивности проявления. Это определяет и особенности внешнего проявления стресс-коррозионного

разрушения: локальное поражение небольших участков объекта; присутствие помимо «магистральной» трещины «колоний» сопутствующих несквозных трещин, ориентированных, как правило, вдоль трубы; наличие качественно разных зон в изломе металла разрушенной трубы; наличие отслоений изоляционного покрытия (практически всегда – пленочного, трассового нанесения).

Кажущаяся «многопричинность» стресс-коррозионных разрушений часто затрудняет диагностирование природы таких разрушений, допуская ошибочное отнесение случаев стресс-коррозионных разрушений, например, к случаям низкого качества заводского изготовления труб или к браку СМР и т.д., что весьма опасно, поскольку пропущенные случаи проявления КРН имеют свойство воспроизводиться в будущем на тех же участках. Не исключаются и обратные ошибки, когда ставится диагноз «КРН» в случаях, например, развития усталостной трещины при отсутствии коррозионной среды.

Как будет показано далее, при разбиении массива аварий на три указанные категории сопутствующие признаки аварий обладают наибольшей разделительной способностью, т.е. при таком разбиении на категории достигается наибольшая определенность идентификации причин аварий по признакам.

На второй ступени распознавания аналогичная работа может быть проведена относительно установленной (как наиболее вероятной) категории аварии для дальнейшего исследования ее возможного механизма (природы аварии). При этом:

- для категории 1 могут быть выделены, например, следующие $m_1 = 4$ подгруппы (подкатегории) аварий, возникшие:

1) из-за развития начальных (металлургических) повреждений основного металла под действием повторно-статических или циклических нагрузок;

2) из-за начальных повреждений изготовления или ремонта конструкции, в том числе дефектов сварки;

3) в результате накопления при эксплуатации внешних механических повреждений основного металла под действием непроектных нагрузок и воздействий;

4) как следствие коррозионной потери металла в связи с нарушениями изоляции или электрохимической защиты, появлением источников дополнительных коррозионных воздействий и т.д.;

• для категории 2 – подгруппы (подкатегории) аварий ($m_2 = 4$), возникшие:

1) из-за внезапных умышленных воздействий (диверсий);

2) в результате перегрузок при ошибках эксплуатации;

3) из-за случайных крупных повреждений объекта или его элемента (сквозных пробоев трубопроводов при эксплуатации, их деформаций с разгерметизацией при наездах тяжелой техникой и т.д.);

4) как следствие непредвиденных природных воздействий и стихийных бедствий;

• для категории 3 – подгруппы (подкатегории) аварий ($m_3 = 2$), возникшие:

1) из-за обычной (продольной) стресс-коррозии, при которой помимо коррозионной среды доминирующее действие оказывают кольцевые напряжения, низкое качество основного металла трубы или продольных (заводских) сварных швов, отслоения пленочной изоляции трассового нанесения и т.д. (подкатегория 3-1);

2) по причине поперечной стресс-коррозии (см. далее), обусловленной присутствием коррозионной среды, высоким уровнем изгибных напряжений, некачественной монтажной сваркой поперечных сварных стыков и т.д. (подкатегория 3-2).

Как и на первой ступени распознавания, на второй ступени формируется пространство признаков (с учетом факта уже состоявшегося отнесения рассматриваемой аварии к одной из категорий). С учетом выбранных категорий аварии, обеспеченности этих событий соответствующими априорными вероятностями появления и системами признаков категорирование может преследовать разные цели и рассматриваться, например:

• как задача прогнозного определения вида (категории) возможной (гипотетической) аварии с использованием дополнительной информации о признаках, полученной шурфованием эксплуатируемого газопровода в конкретной его точке;

• методический инструмент в системе поддержки решений, например поверочная задача отнесения случая реальной (произошедшей) аварии к той или иной категории, т.е. задача подтверждения выводов специальной комиссии по расследованию аварии.

Пусть, например, для решения первой из указанных задач – задачи прогнозирования

наиболее вероятной технической причины (природы) аварии на конкретном участке линейной части эксплуатируемого МГ – произведен опыт, состоящий в шурфовании участка МГ в заданной точке с определением значений (уровней) $A^o, B^o, C^o \dots$ признаков (факторов) $A, B, C \dots$. В принципе, полученные при шурфовании тестовые значения большинства наблюдаемых признаков могут сопутствовать любому из трех событий (гипотез) в отношении принадлежности к одной из трех указанных категорий – H_1, H_2 или H_3 .

Формализуя задачу с позиций распознавания образов, на первой ступени распознавания имеем:

• полную группу несовместимых событий (так называемых «гипотез о принадлежности аварий к определенным категориям») H_1, H_2, H_3 ;

• вероятности появления этих событий (аварий), определенные по статистике наблюдений за ними, (так называемые «априорные вероятности») $P(H_1), P(H_2), P(H_3)$;

• совокупность N признаков, сопутствующих каждому случаю зарегистрированной аварии.

На второй ступени распознавания, например для события (реализации гипотезы) H_1 , если оно выбрано на первой ступени распознавания в качестве наиболее вероятного, имеем:

• полную группу несовместимых событий G_1, G_2, G_3, G_4 ;

• априорные вероятности появления этих событий, известные из статистики наблюдений за ними $P(G_1), P(G_2), P(G_3), P(G_4)$;

• группу M сопутствующих признаков.

Особо следует остановиться на совокупности признаков, сопутствующих авариям. Весь комплекс признаков (пространство признаков) произошедшей аварии, характеризующий вероятную принадлежность аварии к определенной категории – вид производственного объекта, место на трассе газопровода, назначение и конструкция отказавшего элемента и узла, время года при отказе (зима, лето, переходные сезоны), проектные и фактические рабочие параметры объекта и действующие нагрузки, грунтовые, температурные, гидрологические и иные условия его функционирования, – обязательно регистрируется в процессе расследования аварии и вносится в базу данных об этих происшествиях. Для каждой конкретной аварии сопутствующие признаки

приобретают те или иные значения (измеримые или неизмеримые, т.е. качественные, в том числе альтернативного содержания «да» – «нет»), которые в комплексе отражают большую или меньшую принадлежность рассматриваемой аварии к определенной выбранной группе (категории). Идея распознавания в данном случае заключается в использовании совокупности значений признаков (пространства признаков) каждой категории аварий для вероятностной оценки принадлежности случая аварии к той или иной выбранной категории.

На первом этапе распознавания мы располагаем отвечающей указанной полной группе несовместимых событий (аварий) совокупностью N признаков, каждый из которых в данной задаче рассматривается как случайный фактор либо случайная величина $\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_N$ [9] в силу случайного характера регистрируемых в базе данных событий. Сведения (вид грунта, конструкция отказавшего элемента, узла, тип изоляционного покрытия и т.д.), рассматриваемые в категории случайных факторов, определяются (вместо численных значений, характерных для случайных величин) набором словесных характеристик, отражающих свойства этих факторов. Например, для видов грунтов это: глина, суглинок, супесь, песок и т.д. Так же, как дискретные случайные величины, случайные факторы обладают своим рядом распределения вероятностей, однако не обладают присущими случайным величинам числовыми характеристиками (математическим ожиданием, дисперсией и т.д.). Под «случайным фактором» подразумевается количественная переменная, которая принимает конечное число нечисловых значений. Значения этой переменной часто называют «уровнями». Таким образом, все признаки, сопутствующие авариям, определяемые нечисловыми значениями, а также признаки, выраженные случайными величинами (как дискретными, так и непрерывными), являются случайными факторами, ранжированными по уровням.

На втором этапе распознавания (если он требуется) мы также располагаем совокупностью случайных факторов и/или случайных величин $\tilde{y}_1, \tilde{y}_2, \dots, \tilde{y}_M$. Данное множество имеет общие элементы с множеством $\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_N$, т.е. первое и второе множества пересекаются.

Для упрощения решения задачи непрерывные случайные величины (внутреннее

давление газа, температура перекачки и др.) представляются здесь дискретными аналогами. Для решения задачи вероятностного прогнозирования вида (природы) наиболее возможной аварии целесообразно воспользоваться соотношениями, действующими в схеме событий [10]. Случайное событие $\ddot{V}_{ABC\dots}$, состоящее в реализации вектора $\vec{V}_{ABC\dots}$ признаков $A, B, C\dots$ при тестовом шурфовании, может произойти только вместе с одной из трех гипотез, образующих полную группу несовместимых событий H_1, H_2, H_3 . При этом безусловная вероятность события $\ddot{V}_{ABC\dots}$ будет оцениваться по формуле полной вероятности из условия

$$P(\ddot{V}_{ABC\dots}) = \sum_1^n P(H_i)P(V_{ABC\dots}|H_i), \quad (1)$$

где $P(H_i)$ – априорная вероятность каждой из гипотез, вычисляется по имеющимся в базе данных сведениям об изучаемых видах аварий (с учетом указанного подразделения по гипотезам, $\sum_1^3 P(H_i) = 1$); $P(V_{ABC\dots}|H_i)$ – условная ве-

роятность события $\ddot{V}_{ABC\dots}$, т.е. вероятность того,

что событие $\ddot{V}_{ABC\dots}$, состоящее в реализации вектора признаков $\vec{V}_{ABC\dots}$ при шурфовании, произошло при условии проведения опыта в рамках массива аварий i -й категории.

Вероятность $P(H_i|\ddot{V}_{ABC\dots})$ того, что при тестовой реализации вектора $\vec{V}_{ABC\dots}$ значений признаков $A, B, C\dots$ это событие произошло в категории аварий i , определяется по формуле Байеса, являющейся следствием соотношения условных вероятностей:

$$P(H_i|\ddot{V}_{ABC\dots}) = \frac{P(H_i)P(\ddot{V}_{ABC\dots}|H_i)}{P(\ddot{V}_{ABC\dots})}, \quad (2)$$

где вероятность события $P(\ddot{V}_{ABC\dots})$ рассчитывается по формуле (1).

В условиях поставленной задачи следует отметить специфику подхода к нахождению условных вероятностей $P(\ddot{V}_{ABC\dots}|H_i)$ событий $\ddot{V}_{ABC\dots}$, т.е. вероятностей при условии проведения опыта в рамках массива аварий i -й категории. Например, обозначим символами $A_1, B_1, C_1\dots$ события, указывающие на соответствие при шурфовании тестовых значений уровней $A^\circ, B^\circ, C^\circ\dots$ соответствующих признаков, например, первой

гипотезе (т.е. категории отсроченного проявления повреждений). Если бы эти события были между собой несовместимы, вероятность того, что хотя бы один из наблюдаемых признаков, точнее хотя бы одно полученное при шурфовании значение (уровень) признака, указывает на первую категорию, т.е. на реализацию гипотезы H_1 , вычислялась бы по правилу сложения вероятностей и составила бы:

$$P(A_1 + B_1 + C_1 + \dots) = P(A_1) + P(B_1) + P(C_1) + \dots$$

Однако эти события (хотя и независимые в силу выбора независимых признаков) совместимы, поскольку наступают одновременно – при вскрытии одного шурфа. В таких случаях для вычисления совместной вероятности $P(A_1 + B_1 + C_1 + \dots)$ возможно применение либо формулы, связывающей вероятность совмещения с вероятностью суммы событий, либо приема перехода к противоположным событиям, что дает определенную экономию в расчетах.

Для использования второго способа (предпочтительного) определения вероятности связанных (совместимых) событий перейдем к совокупности противоположных событий:

$$\begin{aligned}\bar{A} &= 1 - A_1; \\ \bar{B} &= 1 - B_1; \\ \bar{C} &= 1 - C_1 \dots\end{aligned}$$

Каждое такое противоположное событие, например \bar{A} , показывает, что его реализация не отвечает первой категории (гипотезе H_1). Отметим, что с учетом независимости событий $A_1, B_1, C_1 \dots$ противоположные события $\bar{A}, \bar{B}, \bar{C}$ также являются независимыми. При этом совместная вероятность всех указанных противоположных событий, т.е. вероятность события, состоящего в том, что при одновременной реализации полученных при тестовом шурфовании M признаков (точнее, по одному уровню каждого из M признаков) ни один из них не укажет на первую категорию (отсроченное проявление повреждений), составит по правилу умножения вероятностей независимых событий:

$$P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots) = (1 - P(A)) \cdot (1 - P(B)) \cdot \dots$$

По смыслу поставленной задачи $P(A), P(B) \dots$ являются условными вероятностями появления событий $A, B \dots$ при условии

случайного извлечения значений (уровней) признаков A, B, \dots из совокупностей значений, принадлежащих авариям соответствующих категорий, т.е.:

$$\begin{aligned}P(A) &: P(A|H_1), \text{ или } P(A|H_2), \text{ или } P(A|H_3); \\ P(B) &: P(B|H_1), \text{ или } P(B|H_2), \text{ или } P(B|H_3); \\ P(C) &: P(C|H_1), \text{ или } P(C|H_2), \text{ или } P(C|H_3) \dots\end{aligned}$$

Также условной вероятностью является $P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots)$:

$$\begin{aligned}P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots) &: [(1 - P(A|H_1)) \cdot (1 - P(B|H_1)) \cdot \dots] | H_1, \\ &\text{или } [(1 - P(A|H_2)) \cdot (1 - P(B|H_2)) \cdot \dots] | H_2, \\ &\text{или } [(1 - P(A|H_3)) \cdot (1 - P(B|H_3)) \cdot \dots] | H_3.\end{aligned}$$

При решении задачи относительно первой категории («отсроченные проявления дефектов»), искомым событием $P(V_{ABC\dots} | H_1)$, как показано ранее, является попадание в эту категорию хотя бы одного признака, т.е. значения (уровня) хотя бы одного признака, зафиксированного при шурфовании:

$$\begin{aligned}P(A + B + C + \dots | H_1) &= [1 - P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots)] | H_1 = \\ &= 1 - (1 - P(A|H_1)) \cdot (1 - P(B|H_1)) \cdot \dots\end{aligned}$$

Учитывая, что события $A, B, C \dots$ независимы, поскольку представляют собой различные по природе, не связанные между собой признаки, сопутствующие авариям, входящие в указанное ранее соотношение условные вероятности $P(A|H_1), P(B|H_1) \dots$ вычисляются как доли соответствующего признака в статистике данных об авариях первой категории. Например, при $P(A|H_1) = 0,4; P(B|H_1) = 0,3; P(C|H_1) = 0,25; P(D|H_1) = 0,1; P(E|H_1) = 0,02 \dots$ условная вероятность $P(A + B + C + \dots | H_1) = 0,73$.

Для второй категории («внезапные аварийные воздействия») искомым событием $P(V_{ABC\dots} | H_2)$ определится по формуле

$$\begin{aligned}P(A + B + C + \dots | H_2) &= [1 - P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots)] | H_2 = \\ &= 1 - (1 - P(A|H_2)) \cdot (1 - P(B|H_2)) \cdot \dots\end{aligned}$$

При $P(A|H_2) = 0,35; P(B|H_2) = 0,33; P(C|H_2) = 0,22; P(D|H_2) = 0,12; P(E|H_2) = 0,03 \dots$ условная вероятность $P(A + B + C + \dots | H_2) = 0,71$.

Для третьей категории (стресс-коррозионные проявления) искомым событием $P(V_{ABC\dots} | H_3)$, как показано ранее, является попадание в эту категорию хотя бы одного

признака, т.е. значения (уровня) хотя бы одного признака, зафиксированного при шурфовании:

$$P(A + B + C + \dots | H_3) = [1 - P(\bar{A} \cdot \bar{B} \cdot \dots)] | H_3 = 1 - (1 - P(A | H_3)) \cdot (1 - P(B | H_3)) \cdot \dots$$

Также с учетом того, что события A, B, C, \dots независимы, поскольку представляют собой различные по природе, не связанные между собой признаки, сопутствующие аварии, входящие в указанное выше соотношение условные вероятности $P(A | H_3), P(B | H_3) \dots$ вычисляются как доли соответствующего признака в статистике данных об авариях третьей категории. При $P(A | H_3) = 0,3; P(B | H_3) = 0,25; P(C | H_3) = 0,2; P(D | H_3) = 0,1; P(E | H_3) = 0,05 \dots$ условная вероятность $P(A + B + C + \dots | H_3) = 0,64$.

Теперь, подсчитав по формуле (1) с учетом имеющихся статистических данных значения вероятности гипотез $P(H_1) = 0,44; P(H_2) = 0,2; P(H_3) = 0,36$, а также безусловную вероятность события $\check{V}_{ABC\dots}$:

$$P(\check{V}_{ABC\dots}) = P(H_1)P(V_{ABC\dots} | H_1) + P(H_2)P(V_{ABC\dots} | H_2) + P(H_3)P(V_{ABC\dots} | H_3) = 0,7,$$

можно по формуле (2) выбором наибольшего значения вероятности определить наиболее вероятную природу гипотетической аварии:

$$P(H_1 | \check{V}_{ABC\dots}) = 0,46; P(H_2 | \check{V}_{ABC\dots}) = 0,20; P(H_3 | \check{V}_{ABC\dots}) = 0,33.$$

Таким образом, в данном условном примере наиболее вероятный механизм возможной аварии – отсроченные проявления повреждений. (Следует подчеркнуть, что вышеуказанная задача рассматривалась только для случая «гипотетической» аварии, причем рассуждения касались только первой ступени распознавания.)

«Рабочий словарь» случайных факторов

Важным этапом построения системы распознавания аварий является разработка «рабочего словаря» используемых при решении данной задачи случайных факторов (признаков). Различные признаки обладают различной информативностью по отношению к разным категориям аварий и доставляют различную по объему и качеству информацию об объекте определенного класса (в нашем случае – аварии определенной категории). В связи с этим при формировании пространства используемых признаков (рабочего словаря признаков) заранее следует побеспокоиться о включении в него признаков, обладающих наибольшей информативностью для характеристики той или иной категории аварии. В любом случае следует стремиться «отсечь» признаки, слабо реагирующие на смену классов распознаваемых объектов (в данном случае – смену распознаваемых категорий аварии).

Критерием отбора признаков в рабочий словарь может служить оценка вероятности правильного распознавания категории аварии при использовании того или иного признака, а точнее, ее информационный аналог – оценка степени неопределенности (энтропии) распознаваемой категории аварии [11]. Для решения данной задачи следует:

- оценить неопределенность (энтропию) распознаваемой категории аварии как функционал безусловной вероятности правильного установления категории аварии (I_1) для каждого предлагаемого для включения в словарь признака;
- получить ту же оценку неопределенности как функционал условной вероятности правильного установления категории аварии (I_2) для каждого предлагаемого для включения в словарь признака;
- оценить уровень снижения неопределенности (энтропии) распознавания как разность между I_1 и I_2 для каждого предлагаемого для включения в словарь признака:

$$I = I_1 - I_2. \tag{3}$$

Такое снижение неопределенности (энтропии) оценивается условием:

$$\Delta I = I(y_i | x_j)(y_i) - (y_i | x_j) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^L \left[p(x_j, y_i) \log_2 \frac{p(x_j, y_i)}{p(x_j)p(y_i)} \right],$$

где $p(x_j)$ – вероятность j -го значения дискретной случайной величины k -го признака (случайного фактора), содержащего L уровней; $p(y_i)$ – вероятность i -го значения случайной величины реализации определенной категории (в рассматриваемом случае – одной из трех категорий) аварии при условии выбора какого-либо значения (уровня) \tilde{x}_j в рамках рассмотрения совокупности данных по k -му признаку, имеющихся в базе данных, т.е. условная случайная величина $y_i|x_j$; $p(x_j, y_i)$ – обозначение совместных вероятностей $[p(x_j)p(y_i|x_j)]$, характеризующих безусловные вероятности наступления аварии i -й категории на основе изучения каждого из L уровней k -го признака. Для применения в задаче распознавания отбираются признаки с более высокой информационной характеристикой ΔI .

В целом алгоритм установления наиболее вероятной физической природы возможной («гипотетической») аварии в определенной точке газопровода с привлечением базы данных (БД) о случаях аварий на газопроводах и однократного шурфования газопровода в определенной точке с определением всех сопутствующих признаков в условиях указанной выше классификации по информативности предусматривает (рис. 2):

1) сортировку имеющихся в базе данных случаев аварии и сопутствующих признаков по трем укрупненным категориям (отсроченные проявления повреждений, внезапные аварийные воздействия и стресс-коррозионные проявления) с приведением к виду, удобному для указанных выше расчетов;

2) приведение имеющихся признаков, характеризующих непрерывными случайными величинами, к дискретной форме;

3) разработку «рабочего словаря» признаков для снижения размерности задачи;

4) вычисление условных вероятностей реализации событий $A, B \dots$ «попадания» в соответствующую категорию тестовых значений признаков $A, B \dots$;

5) расчетное установление наиболее вероятной физической природы возможной («гипотетической») аварии в определенной точке газопровода;

6) проведение при необходимости более детального исследования физической природы возможной («гипотетической») аварии – второго этапа решения задачи по статистическому учету аварий с выделением «подклассов».

Приведем пример установления наиболее вероятной физической природы возможной («гипотетической») аварии в определенной точке газопровода с привлечением БД о случаях аварий на газопроводах. Задача решается с помощью проведения однократного шурфования газопровода в определенной точке с определением всех сопутствующих признаков и в условиях предложенных классификации и упорядочения:

- с разделением аварий на три укрупненные категории (отсроченные проявления повреждений, внезапные аварийные воздействия и стресс-коррозионные проявления);
- использованием БД о случаях аварий, по каждому из которых установлены причины и природа происхождения, значения (уровни) по 29 сопутствующим признакам. Все случайные факторы приведены к стандартному дискретному виду, проведен расчет условных вероятностей реализации событий $A, B \dots$ «попадания» в исследуемую категорию уровней (интервалов значений) признаков $A, B \dots$ из совокупностей значений, принадлежащих авариям соответствующих категорий.

Как показано в табл. 2, из 29 признаков, сведения о которых имеются в БД по каждой из произошедших аварий, для решения поставленной задачи отобрано согласно приведенной выше методике 16 признаков, в наибольшей степени способствующих уменьшению неопределенности прогнозирования природы возможной аварии.

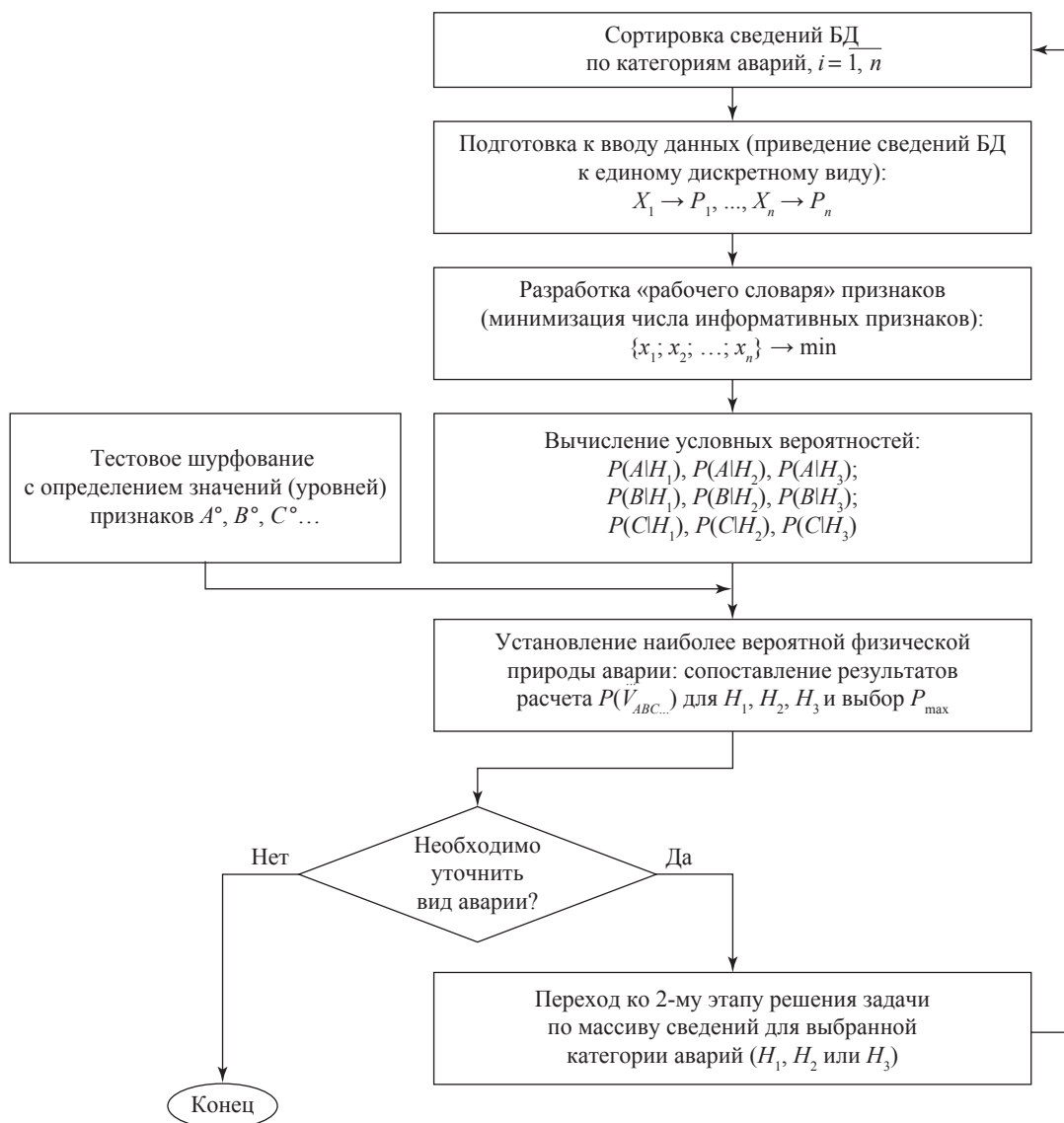


Рис. 2. Алгоритм определения наиболее вероятной природы возможной аварии

Таблица 2

Выбор состава «рабочего словаря» для первого этапа решения задачи

Признаки, входящие в БД	Выбранные информативные признаки
1. Возраст объекта, лет	+
2. Организация, эксплуатирующая объект	+
3. Вид объекта	
4. Узел	+
5. Конфигурация трубопровода в месте аварии	
6. Категория трубопровода в месте аварии	
7. Глубина заложения объекта, м	+
8. Тип изоляции трубопровода	
9. Конструкция изоляции трубопровода	+
10. Вид изоляции объекта	
11. Вид пригрузки	
12. Давление в точке аварии	+
13. Вид грунта	+
14. Влажность грунта	+
15. Свойства грунта	

Признаки, входящие в БД	Выбранные информативные признаки
16. Расстояние до нагнетательной компрессорной станции, км	+
17. Температура газа в месте аварии	+
18. Условный диаметр узла, мм	+
19. Толщина стенки узла, мм	+
20. Второй условный диаметр тройника, мм	
21. Вторая толщина стенки тройника, мм	
22. Тип аварийного узла	+
23. Состояние изоляции трубопровода в месте аварии	
24. Сезон	
25. Класс прочности стали	+
26. Давление в точке отказа / установленное давление, МПа	
27. Федеральный округ	+
28. Плотность населения	+
29. Климат	

Прогнозирование физической природы аварии (решение для первой ступени распознавания)

В окне ввода исходных данных программы оценки вероятности аварии определенной категории (рис. 3), разработанной на основе изложенного подхода, на первой ступени распознавания принимаются условные значения (уровни) признаков по результатам однократного шурфования, по которым определяется наиболее вероятная физическая природа гипотетической аварии.

Результаты проведенного расчета (решение для первой ступени распознавания) показаны в табл. 3.

На второй ступени распознавания при детализации выводов о причине гипотетической аварии с учетом ее природы (см. ранее), задача решается аналогично путем распознавания и выбора соответствующей подкатегории. При этом, учитывая реальные условия эксплуатации, предстоит установить наиболее вероятный вид стресс-коррозионного повреждения, чтобы затем разработать мероприятия по обеспечению дальнейшей безаварийной работы объекта, в том числе установить стратегию диагностики, принять превентивные меры на случай развития этих дефектов.

Расчет наиболее вероятной причины отказа

Исходные данные

Место обследования

Федеральный округ
Приволжский

Субъект РФ
Пермский край

Организация, эксплуатирующая объект
Газпром трансгаз Чайковский

Расстояние до нагнетательной КС, км
25,1-30

Характеристики грунта в месте обследования

Вид грунта
суглинок

Влагонасыщенность грунта
влажный

Свойства грунта
коррозионно-активный

Параметры рабочей среды

Давление газа, МПа
7

Температура газа, К
288-292

Отношение установленного давления к проектному
-

Параметры объекта

Узел
линейный участок

Тип узла
труба прямошовная

Конфигурация узла
угол поворота в вертикальной плоскости

Глубина заложения, м
2

Условный диаметр, мм
1200

Толщина стенки, мм
16

Класс прочности стали
К60

Вид пригрузки
б/пригрузов

Возраст объекта, лет
30-34

Конструкция изоляции
двухслойная с оберткой

Вид изоляции
полимерная пленка

Состояние изоляции
удовлетворительное

Расчет Отмена О программе

Рис. 3. Окно ввода исходных данных программы прогнозирования наиболее вероятной физической природы гипотетической аварии

Таблица 3

Определение наиболее вероятной физической природы гипотетической аварии

Категория аварии	Вероятность попадания значения хотя бы одного признака из числа зафиксированных при шурфовании
1. Отсроченные проявления повреждений	0,27
2. Внезапные аварийные воздействия	0,03
3. Стресс-коррозионные проявления	0,70
Решение по наиболее вероятной физической природе возможной («гипотетической») аварии	Гипотеза H_3 (КРН)

Таблица 4

Выбор состава «рабочего словаря» для второго этапа решения задачи

№ п/п	Признак	Значения признака
1	Конфигурация трубопровода в месте отказа	Криволинейный участок, прямолинейный участок, угол поворота в вертикальной плоскости, угол поворота в горизонтальной плоскости, участок упругого изгиба в вертикальной плоскости, участок упругого изгиба в горизонтальной плоскости
2	Вид грунта	Солончак (засоленный грунт), валунно-галечниковый, вечномерзлый, глина, гравий, крупнообломочный, песчаный, карст, скальный, суглинок, супесь, торфяник, чернозем
3	Свойства грунта	Болотистый, коррозионно-активный, некоррозионно-активный, мерзлый, просадочный, непросадочный, пучинистый, непучинистый
4	Влагонасыщенность грунта	Влажный, маловлажный, участок с периодическим обводнением, водонасыщенный, сухой, пересохший водоток, засыпанный водоток
5	«Возраст» объекта по 5-летним интервалам, лет	0–5; 5–10; 10–15; 15–20; 20–25; 25–30; 30–35; 35–40; 40–45; 45–50; 50 и более
6	Вид изоляции объекта	Битумо-резиновая, краска эпоксидная порошковая, лакокрасочное покрытие, лента поливинилхлоридная, лента полиэтиленовая, пленка полимерная, эмаль
7	Тип изоляции	Нормальная, усиленная
8	Относительный уровень давления (отношение давления в точке отказа к разрешенному давлению)	0,7; 0,75; 0,8; 0,85; 0,9; 0,95; 1,0
9	Поставка труб	Отечественные трубы, импортные трубы
10	Наличие или отсутствие любых (согласованных либо не согласованных с проектной организацией) отступлений от проектных решений в месте отказа (по трубам, изоляционным материалам и т.д.)	Отступления по трубам, отступления по изоляции, отступления по другим материалам, отступления по иным требованиям рабочих чертежей, отступлений нет
11	Узел	Резервная нитка, конденсатосборник, крановый узел, линейный участок, лупинг, надземный переход, основной дюкер, отвод, перемычка, подводный переход, подземный переход, стояк отбора газа, тройниковое соединение (узел врезки), кривая холодного гнутья, узел запуска-приема очистных устройств, узел подключения газопровода, узел подключения компрессорной станции, входной шлейф компрессорной станции, выходной шлейф компрессорной станции
12	Расстояние до нагнетательной компрессорной станции (по 5-летним интервалам), км	0–5, 5,1–15, 15,1–20, 20,1–25, 25,1–30, 30,1–35, 35,1–40, 40,1–45, 45,1–50, 50,1–55, 55,1–60, 60,1–65, 65,1–70, 70,1–75, 75,1–80, 80,1–85, 85,1–90, 90,1–95, 95,1–100, 100,1–105, 105,1–110, 110,1–115, 115,1–120

Таблица 5

Определение наиболее вероятного вида «гипотетической» стресс-коррозионной аварии

№ категории аварии	Подкатегория аварии	Вероятность попадания значения хотя бы одного признака из числа зафиксированных при шурфовании
1	Обычная («продольная») стресс-коррозия	0,14
2	Поперечная стресс-коррозия	0,86
Решение по наиболее вероятному виду «гипотетической» стресс-коррозионной аварии		Подкатегория 3-2 (поперечная КРН)

Не приводя решение задачи, описанной ранее применительно к первому этапу распознавания, и учитывая, что на первом этапе наиболее вероятной является авария по причине КРН, решим ту же задачу применительно ко второму этапу, на котором для найденного на первом этапе стресс-коррозионно опасного участка определим наиболее вероятный вид ожидаемого стресс-коррозионного повреждения. Для этого по методике, приведенной ранее, определим «рабочий словарь» признаков (табл. 4), обладающих наибольшей информативностью для описания третьей категории аварий (стресс-коррозионные проявления).

Учитывая наличие многолетних систематизированных данных об авариях и инцидентах на объектах ПАО «Газпром», задача прогнозирования наиболее вероятного вида стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов решается на основе указанной расчетной программы. Введя в расчетную программу все имеющиеся в базе данных сведения о случаях аварий КРН с учетом сопутствующих им признаков, а также исходные данные об исследуемом (стресс-коррозионно опасном) участке трубопровода, по указанным признакам (с уточнением данных о грунтах, конструкции трубопровода в данной точке и т.д. путем однократного шурфования) получим представление о наиболее вероятном виде стресс-коррозионного разрушения в определенной точке. В данном случае (табл. 5) таковым оказалась «поперечная» стресс-коррозия, что требует принятия соответствующих мер при дальнейшей эксплуатации участка с учетом возможного характера развития стресс-коррозионного процесса.

Таким образом, разработана методика предсказания наиболее вероятного типа (природы) возможной аварии с использованием теории распознавания образов и привлечения ретроспективных сведений о случаях аварий на МГ, позволяющая:

- определить наиболее вероятный тип (физическую природу) возможной (гипотетической) аварии в конкретной точке эксплуатируемого газопровода с использованием данных пробного (одиночного) шурфования и уточнить (на втором этапе прогнозного расчета) вид (механизм) разрушения, а соответственно, обеспечить возможность обоснованного планирования противоаварийных мероприятий, оценку масштаба возможного ущерба от аварии;
- проверить правильность причинно-следственных выводов специальных комиссий по расследованию аварий в случаях недостаточности информации для однозначных выводов на основе изучения обстановки на месте аварии.

Использование разработанной методики позволит также прогнозировать риски в области охраны труда и промышленной безопасности, в том числе при разработке деклараций промышленной безопасности, инженерной разработке обоснований безопасности, продлении ресурса и решении других задач, связанных с обеспечением безопасности МГ.

Перспективно совершенствование на базе разработанной методики принципов обязательного страхования гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварий на опасных производственных объектах (МГ) в случаях наступления «отсроченных» и «внезапных» аварий, в том числе связанных с поперечной стресс-коррозией.

Список литературы

1. Арабей А.Б. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 105 с.
2. Алимов С.В. Диагностика коррозионного растрескивания газопроводов: атлас / С.В. Алимов, И.А. Долгов, В.А. Горчаков и др. – Екатеринбург: Институт физики металлов УрО РАН; Газпром Тюментрансгаз, 2004.
3. Чучкалов М.В. Особенности проявления поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / М.В. Чучкалов, Р.М. Аскарлов // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 37–39.
4. Шарипов Ш.Г. Дефекты поперечного КРН на газопроводах большого диаметра / Ш.Г. Шарипов, Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 6. – С. 63–65.
5. Усманов Р.Р. Разработка технологии выявления и ремонта потенциально опасных участков газопроводов по признаку поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскарлов // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 12. – С. 74–77.
6. Горелик А.Л. Методы распознавания / А.Л. Горелик, В.А. Скрипкин. – М.: Высшая школа, 1977.
7. Аварийность и травматизм на объектах нефтегазового комплекса // Информационный бюллетень Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. – М.: НТЦ ПБ, 2013. – Спецвыпуск. – 83 с.
8. Фу К. Последовательные методы в распознавании образов и обучении машин / К. Фу. – М.: Наука, 1971.
9. Справочник по прикладной статистике. – Т. 2 / под ред. Э. Ллойда, У. Ледермана. – М.: Финансы и статистика, 1990.
10. Румшинский Л.З. Элементы теории вероятностей / Л.З. Румшинский. – М.: Наука, Гл. редакция физико-математической литературы, 1976. – 240 с.
11. Волькенштейн М.В. Энтропия и информация / М.В. Волькенштейн. – М.: Наука, 2006.

УДК 621.644.07:620.194.22

И.В. Ряховских, А.В. Мельникова, Д.А. Мишарин, А.В. Крюков, Ю.М. Шарыгин,
И.И. Губанок, К.Е. Козлов, А.В. Сахон, С.Н. Макаров

Совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

ООО «Газпром трансгаз Ухта» – крупнейшее на северо-западе России газотранспортное предприятие, обеспечивающее эксплуатацию магистральных газопроводов (МГ) общей протяженностью более 15 тыс. км в однопольном исполнении, проходящих в регионах с различными природно-климатическими и геологическими условиями. Ретроспективный анализ статистических данных об аварийности линейной части (ЛЧ) МГ за период 1998–2015 гг. показал, что главной причиной разрушения газопроводов общества стали глубокие стресс-коррозионные повреждения (рис. 1).

Из-за стратегической важности МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», входящих в состав газотранспортной системы ПАО «Газпром», начиная с 2000-х гг. ключевыми направлениями деятельности общества стали поиск и внедрение методов борьбы со стресс-коррозией. В частности, для обеспечения требуемого уровня надежности МГ, изолированных преимущественно пленочными защитными покрытиями трассового нанесения, средний срок службы которых составлял 10 лет [1], реализуются периодические мероприятия по техническому внутритрубному диагностированию (ВТД) с последующим выборочным ремонтом труб и переизоляции наиболее поврежденных коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН) участков МГ. Анализ результатов повторных обследований участков трубопроводов после 8–12 лет эксплуатации, на которых проводились ремонтные работы, подтвердил прекращение процессов КРН на переизолированных трубах, а также невозникновение повторных аварий по причине стресс-коррозии. На сегодняшний день можно констатировать, что реализация указанных ремонтно-восстановительных мероприятий позволила в течение последних шести лет (с 2010 г. по настоящее время) избежать аварий по причине КРН при эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (рис. 2).

Действующие в настоящее время требования ПАО «Газпром» к ремонту МГ запрещают оставлять в эксплуатации трубы со стресс-коррозионными повреждениями любых размеров. В то же время в результате развития средств автоматизированного и ручного контроля трубопроводов за последние три года число вырезанных труб с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями увеличилось практически в два раза. Например, в 2015 г. в процессе капитального ремонта МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» средняя доля вырезанных труб большого диаметра, большинство из которых имели сетки мелких поверхностных стресс-коррозионных повреждений глубиной до $0,1t$ (где t – толщина стенки трубы, мм), составила 76 % при ранее запланированном объеме замены 10 % (табл. 1).

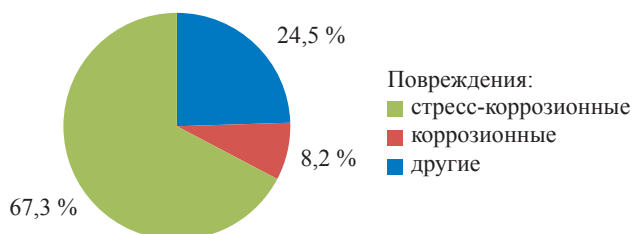


Рис. 1. Долевое распределение причин аварий на ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 1998–2015 гг.

Ключевые слова:

ремонт, магистральный газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением, переизоляция.

Keywords:

repair, gas main, stress corrosion cracking, resealing.

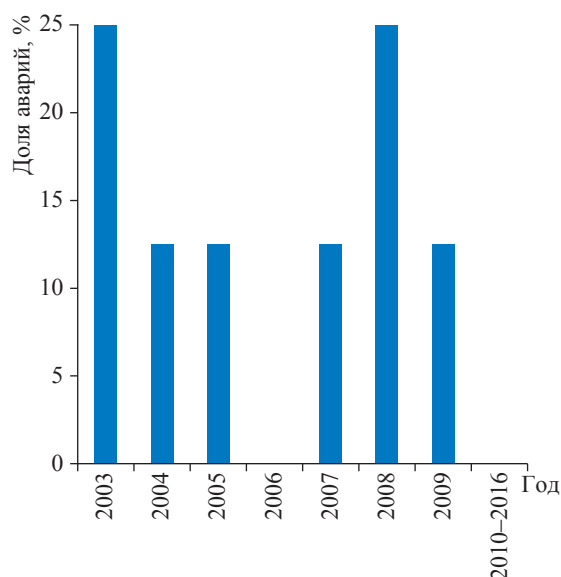


Рис. 2. Долевое распределение аварий по причине КРН, произошедших на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2003–2015 гг.

Статистическая обработка результатов неразрушающего контроля труб в процессе капремонта на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» показывает, что общая доля труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 0,1t достигает 90 % (рис. 3).

В ходе анализа результатов капремонта в период 2010–2016 гг. установлено, что для

отдельных участков трубопроводов наблюдается тенденция увеличения объемов замены труб со стресс-коррозионными повреждениями, большинство из которых имеют глубину менее 0,1t. В особенности это касается участков, где ранее был запланирован ремонт методом переизоляции. Это может быть связано с введением новых требований к ремонту труб с повреждениями стресс-коррозионного типа. Однако по результатам анализа статистики аварий и инцидентов на МГ ПАО «Газпром» стресс-коррозионные повреждения глубиной до 0,1t не являлись причиной разрушений [2].

В работе австралийских ученых [3] экспериментально установлено, что не все стресс-коррозионные повреждения металла труб представляют непосредственную опасность для эксплуатации МГ. В работе российских исследователей [2] показана принципиальная возможность длительной эксплуатации трубопроводов после переизоляции труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее 0,1t. Следовательно, оперативная вырезка таких труб не всегда целесообразна с экономической точки зрения. В частности, по поручению ПАО «Газпром» в 2015 г. ООО «Газпром центрремонт» выполнило предварительный сопоставительный экономический анализ затрат при проведении капитального ремонта МГ, подверженных КРН. На примере участка МГ Пунга – Ухта – Грязовец IV протяженностью

Таблица 1

Сводные данные по вырезке труб со стресс-коррозионными повреждениями на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2015 г.: ВИК – визуально-измерительный контроль; ВК – вихретоковый контроль; МПК – магнитопорошковый контроль; УЗТ – ультразвуковая толщинометрия

МГ	Номер участка	Трубы, обследованные в ходе капремонта, шт.	Из них трубы со стресс-коррозионными повреждениями = трубы с повреждениями менее 0,1t + трубы с повреждениями более 0,1t, шт.	Тип обследования (методы)
Пунга – Ухта – Грязовец IV	1	273	264 = 260 + 4	Первичное (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)
	1	570	525 = 211 + 314	На приобъектной площадке ремонта труб (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)
	2	516	368 = 357 + 11	Первичное (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)
	2	369	362 = 97 + 265	На приобъектной площадке ремонта труб (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)
Грязовец – Ленинград II	1	2885	1438 = 1400 + 38	На приобъектной площадке ремонта труб (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)
	1	2881	1074 = 1058 + 16	Первичное (ВИК, ВК, МПК, УЗТ)

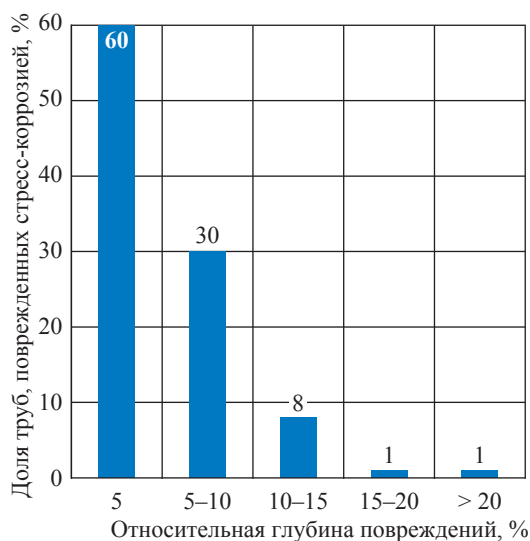


Рис. 3. Распределение труб со стресс-коррозионными повреждениями на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

27 км (условный диаметр труб $D_u = 1400$ мм) показано, что в случае обоснованного оставления в эксплуатации труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее $0,1t$ физические объемы капитального ремонта ЛЧ МГ могут быть значительно увеличены за счет уменьшения удельной стоимости материально-технических ресурсов. ПАО «Газпром» согласована приоритетность исследований общества в части совершенствования технологии ремонта протяженных участков МГ, подверженных КРН, и дифференциации требований к вырезке труб со стресс-коррозионными повреждениями в зависимости от их реальной опасности в отношении эксплуатационной надежности.

Стендовые гидравлические испытания труб со стресс-коррозионными повреждениями

В 2009–2011 гг. на базе ЦАГИ (г. Жуковский) ООО «Газпром трансгаз Ухта» совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены стендовые ресурсные испытания труб большого диаметра [4]. Для изготовления испытательных стендов (рис. 4) выбрано пять труб, выведенных из эксплуатации, на трех из которых были обнаружены стресс-коррозионные повреждения максимальной длиной до 23 мм и глубиной до 1,4 мм ($0,085t$). Перед гидравлическими испытаниями труб проводили неразрушающий контроль основного металла с помощью вихретокового дефектоскопа МВД-2МК. Визуализацию областей со стресс-

коррозионными повреждениями с целью измерения их параметров осуществляли с помощью набора для магнитопорошкового контроля Magnaflix.

Для контроля напряженно-деформированного состояния областей со стресс-коррозионными повреждениями, а также зон продольных сварных швов (ПСШ) на наружную поверхность испытательных стендов устанавливали 64 тензометрических датчика. Регистрацию и обработку сигналов датчиков производили с помощью многоканальной микропроцессорной тензометрической системы ММТС-64.01. Основные параметры труб со стресс-коррозионными повреждениями, режимы и результаты стендовых ресурсных испытаний показаны в табл. 2.

Данные табл. 2 свидетельствуют о том, что трубы с зонами стресс-коррозионных повреждений выдержали большое количество циклов нагружения, т.е. трубы с такими повреждениями имеют значительный ресурс прочности. Причиной разрушения труб во время испытаний явилось усталостное развитие дефекта по линии сплавления ПСШ у труб 1 и 3, а также по линии кольцевого шва у труб 2 и 5. Тензометрические датчики, а также обследования стресс-коррозионных повреждений до и после ресурсных испытаний показали отсутствие признаков развития КРН [4].

В 2015 г. на временной испытательной площадке ООО «Газпром трансгаз Ухта» были проведены полигонные испытания трубной плети из восьми катушек труб диаметром 1420 мм (рис. 5), выведенных из состава ЛЧ действующих МГ Ухта – Торжок III (четыре катушки, $t = 17,6 \div 17,8$ мм) и Пунга – Ухта – Грязовец IV (четыре катушки, $t = 16,3 \div 16,8$ мм). На поверхности трубной плети отмечено 16 областей со стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 2,5 мм ($0,14t$),



Рис. 4. Общий вид испытательного стенда

Таблица 2

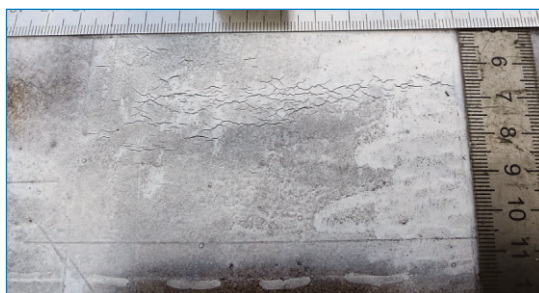
Основные сведения о трубах и результатах стендовых испытаний

Номер трубы	Типоразмер трубы, мм	Кол-во областей с КРН, шт.	Макс. глубина КРН, мм	Наличие КРН в области ПСШ	Режим циклирования, МПа	Число циклов, ед.	Место разрушения
1	1220×11,5	7	1	Нет	0 – 5,4 – 0	5120	ПСШ
2	1420×16,5	5	0,7		0 – 7,4 – 0	12700	Кольцевой шов
3	1220×11,5	4	1		0 – 5,4 – 0	3497	ПСШ
4	1420×16,8	18	0,7	Да	0 – 7,4 – 0	11000	Нет разрушения*
5	1420×16,8	30	0,7		0 – 7,4 – 0	10020	Кольцевой шов

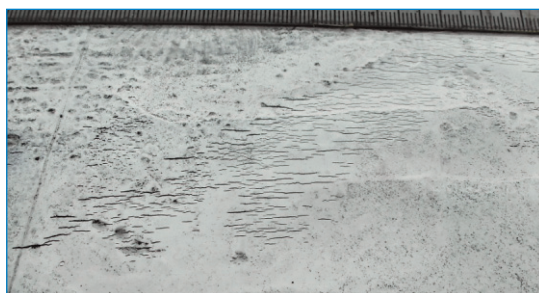
* Испытания остановлены по причине достижения запланированного числа циклов.



а



б



в

Рис. 5. Полигонные испытания трубной плети: а – общий вид; б – область со стресс-коррозионными повреждениями; в – область со стресс-коррозионными повреждениями в сочетании с язвенной коррозией

расположенными как на основном металле катушек, так и в районе ПСШ.

В процессе испытаний реализовано 556 циклов подъема и сброса давления в режиме 0 – 7,36 – 0 МПа. Периодически после выполнения 100 циклов нагружения проводили обследование неразрушающими методами контроля (измерение локальной кривизны наружной поверхности труб, электротензометрия, магнито-вихретоковая дефектоскопия, магнито-анизотропная дефектоскопия, макро- и микросъемка повреждений). По результатам исследования длины и ширины раскрытия стресс-коррозионных повреждений на поверхности трубного стенда с помощью портативного металлографического микроскопа

после 556 циклов нагружения признаков развития КРН не выявлено. Также не выявлено признаков слияния и увеличения плотности стресс-коррозионных повреждений. Выполненные исследования подтверждают выводы о возможности длительной консервации процесса КРН трубных сталей после исключения доступа электролита к поверхности труб [2].

Последующим расчетом прочностного ресурса согласно рекомендованной методике [5] подтверждена возможность длительной эксплуатации участков газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» со стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее 0,1t при условии исключения коррозионных процессов под покрытием.

Опытно-промышленные испытания труб со стресс-коррозионными повреждениями в составе действующих участков МГ

С учетом результатов стендовых гидравлических испытаний труб, а также опубликованных ранее данных [2–4] ООО «Газпром трансгаз Ухта» под методическим руководством ООО «Газпром ВНИИГАЗ» реализованы двухгодичные программы опытно-промышленных испытаний в целях разработки технологии ремонта, обеспечивающей длительную эксплуатацию трубопроводов с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями. Испытания проводились в соответствии с утвержденными ПАО «Газпром» программами опытно-промышленных испытаний возможности консервации стресс-коррозионных повреждений в процессе трассовой переизоляции.

Для проведения испытаний были выбраны два тестовых участка протяженностью 99

и 72 м, проработавшие на момент проведения ремонта в течение 37 лет в составе ЛЧ МГ Пунга – Ухта – Грязовец IV (Грязовецкое ЛПУМГ). По результатам диагностических обследований в процессе капитального ремонта на этих участках была отмечена высокая поврежденность труб стресс-коррозией. Поэтому именно там решено испытать технологии переизоляции труб механизированным способом с помощью ремонтно-изоляционной машины РИМ-1420 [6].

В процессе проведения опытно-промышленных испытаний ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и апробирован Временный порядок выполнения работ при трассовой переизоляции протяженных участков магистральных газопроводов с незначительными повреждениями поверхности металла труб глубиной менее 0,1t, образованными в результате КРН (рис. 6).

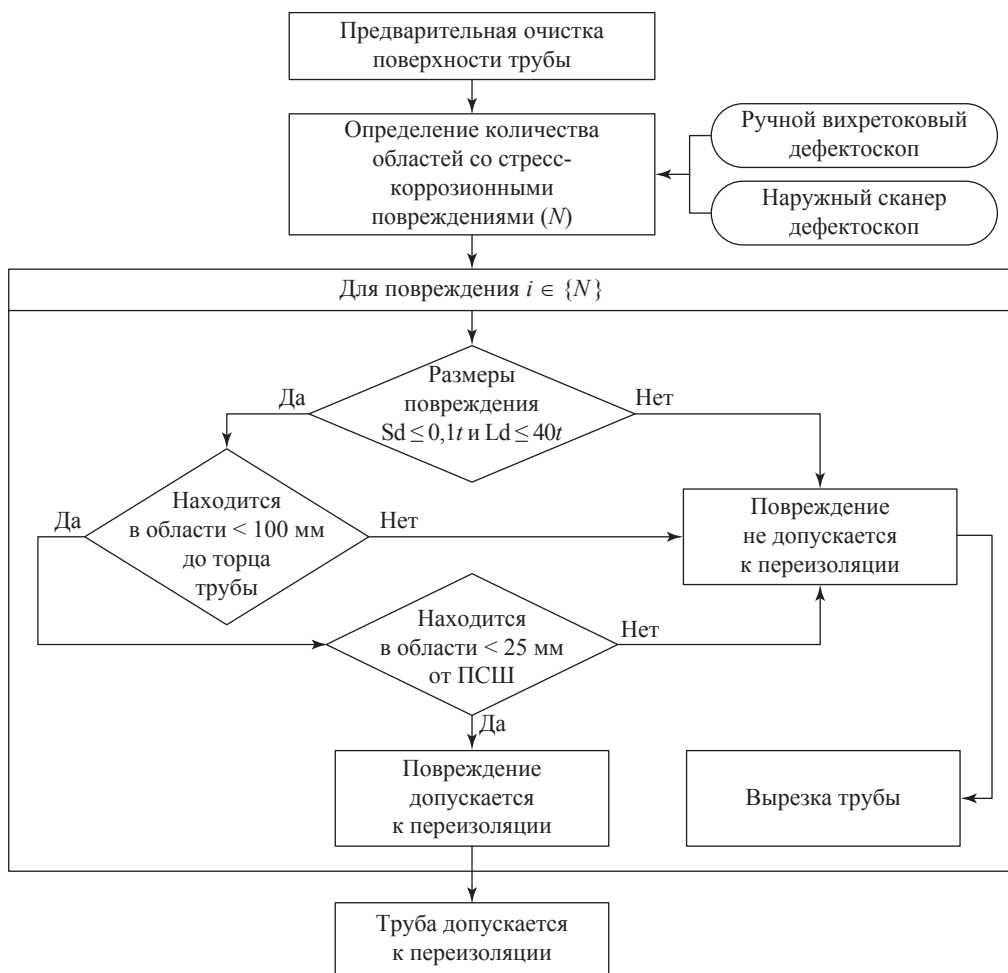


Рис. 6. Алгоритм принятия решения о возможности трассовой переизоляции труб со стресс-коррозионными повреждениями: S_d – глубина повреждения; L_d – длина повреждения

Как известно [7], начальный этап развития стресс-коррозионных повреждений в значительной степени подчинен влиянию факторов среды, роль которой сводится к стимулированию избирательной коррозии на поверхности стали. Поэтому на тестовые участки наносилось покрытие на базе битумно-полимерной композиции холодного нанесения «Деком-РАМ» [8] и термостойкой экспериментальной битумно-полимерной грунтовки «Деком-ИНГ» [9], содержащей ингибирующую КРН-композицию КР-60 [10]. Выбор покрытия обусловлен необходимостью гарантированного исключения коррозионных процессов под покрытием даже в случае сохранения под ним влаги. В соответствии с утвержденными ПАО «Газпром» программами опытно-промышленных испытаний вскрытие тестовых участков и анализ результатов консервации

незначительных стресс-коррозионных повреждений металла труб после трассовой переизоляции МГ будут выполнены в 2017 г.

На первом этапе работ выполнены очистка и приборные обследования поверхности металла труб на предмет выявления зон КРН. Общий вид экспериментального участка и примеры характерных стресс-коррозионных повреждений представлены на рис. 7. Оценка глубины стресс-коррозионных повреждений выполнена по рекомендованной методике [11] с применением вихретоковых дефектоскопов ВИД-345, МВД-2МК и ВК-1. Визуализация областей с КРН выполнена с применением комплекта для проведения магнитопорошкового контроля Magnaflux.

Решение об оставлении стресс-коррозионных повреждений для исследований в составе тестовых участков МГ Пунга – Ухта – Грязовец IV принимали по результатам расчета

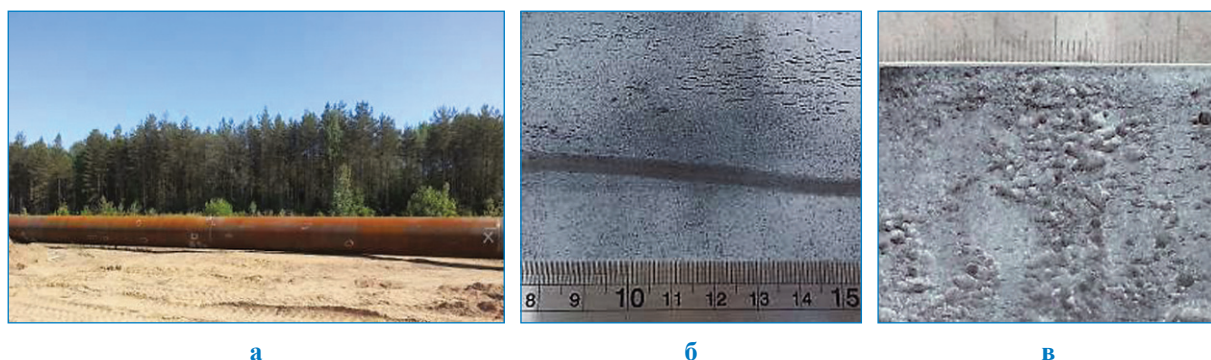


Рис. 7. Тестовый участок Грязовецкого ЛПУМГ: а – общий вид; б – зона стресс-коррозионных повреждений; в – стресс-коррозионные повреждения, комбинированные с мелкими коррозионными язвами

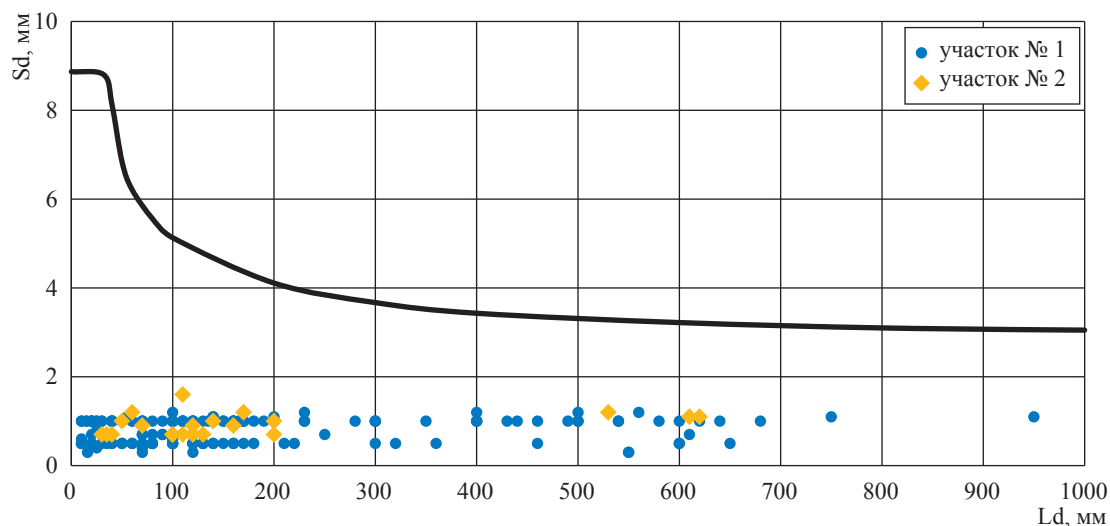


Рис. 8. Диаграмма допустимых размеров стресс-коррозионных повреждений для труб типоразмера 1420×16,5 мм (X70) [5]



Рис. 9. Нанесение экспериментального защитного покрытия на участке МГ Пунга – Ухта – Грязовец IV с использованием изоляционной машины РИМ-1420

на прочность по методикам [5, 12]. Всего в составе двух экспериментальных участков идентифицированы [13] и оставлены для дальнейших исследований 96 зон стресс-коррозионных повреждений с максимальной оценочной глубиной 1,6 мм (0,1t). Результаты расчета на прочность труб с оставленными стресс-коррозионными повреждениями представлены на диаграмме (рис. 8).

В процессе нанесения экспериментального защитного покрытия проводился контроль его температуры термометром ТК 5.05, а также температуры поверхности трубопровода с помощью пирометра Fluke 59. Кроме того, выполнялся контроль степени натяжения намоточных материалов, соблюдения норм нахлеста витков намоточных материалов, отсутствия пропусков и гофр на поверхности трубопровода. Процесс нанесения представлен на рис. 9. По истечении 24 ч качество нанесения изоляционного покрытия проверялось

на соответствие требованиям стандартов [14–16] с применением адгезиметра АМЦ 2-20, магнитного толщинометра МТ-2007 и электроискрового дефектоскопа Elcometer D236 (табл. 3).

Анализ данных по замене труб при капитальном ремонте МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» после 25–30 лет эксплуатации показал, что доля труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 0,1t достигает 90 %. По результатам серии ресурсных гидроциклических испытаний плетей труб и последующих расчетов на прочность установлено, что трубы со стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 0,1t имеют фактический коэффициент запаса по внутреннему давлению, сопоставимый с расчетной прочностью бездефектных труб.

С учетом опыта эксплуатации переизолированных в 2004–2008 гг. участков МГ, а также прогнозируемых скоростей развития указанных повреждений [2] реализован комплекс трассовых опытно-промышленных испытаний, направленных на обоснование возможности смягчения требований к вырезке труб со стресс-коррозионными повреждениями в зависимости от их реальной опасности в отношении эксплуатационной надежности участков МГ.

В процессе опытно-промышленных испытаний апробированы Временный порядок выполнения работ при трассовой переизоляции протяженных участков магистральных газопроводов с незначительными повреждениями поверхности металла труб глубиной менее 0,1t, образованными в результате КРН, а также модифицированное защитное покрытие «Деком-РАМ» и термостойкая битумно-полимерная грунтовка «Деком-ИНГ», содержащая ингибирующую КРН-композицию.

Таблица 3

Результаты контроля состояния изоляционного покрытия на участках МГ Пунга – Ухта – Грязовец на соответствие требованиям стандартов [14–16]

Оцениваемый показатель	Норма	Участок 1	Участок 2
Качество очистки поверхности	Не ниже степени 3 по ГОСТ 9.402 [17]	Соответствует	Соответствует
Температура поверхности при нанесении покрытия, °С	10–50	23	30
Толщина покрытия, мм	≥ 4,6	4,7	4,6
Адгезия (оценка методом сдвига), МПа	≥ 0,3	0,3	0,3
Адгезия (оценка методом отслаивания), Н/см	≥ 30	57	34
Нахлест края витка на предыдущий, мм	≥ 30	30	35–40
Нахлест концов обертки, мм	≥ 500	500	500–700

Список литературы

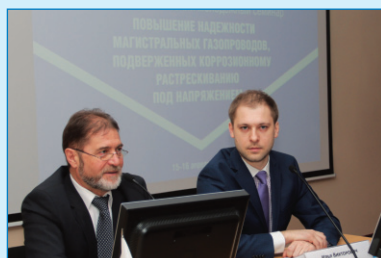
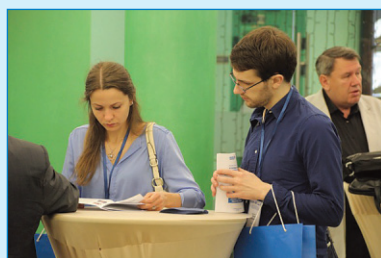
1. Р Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции. – М.: Газпром экспо, 2011.
2. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
3. Linton V. Strategies for the repair of stress-corrosion cracked gas transmission pipelines: assessment of the potential for fatigue failure of dormant stress-corrosion cracks due to cyclic pressure service / V. Linton, E. Gamboa, M. Law // Journal of Pipeline Engineering. – 2007. – V. 6. – № 4. – P. 207–217.
4. Романцов С.В. Экспериментальная оценка остаточного ресурса труб магистральных газопроводов с поверхностными стресс-коррозионными трещинами / С.В. Романцов, С.Г. Аленников, А.М. Шарыгин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 2.
5. Р Газпром 9.4-030-2014. Методика оценки прочности технологических трубопроводов компрессорных станций со стресс-коррозионными дефектами.
6. ТУ 4834-019-12734664-2012. Машины изоляционные для нанесения мастичных рулонных материалов в полевых условиях.
7. Мельникова А.В. Обоснование работоспособности магистральных газопроводов с дефектами коррозионного растрескивания под напряжением / А.В. Мельникова, Д.А. Мишарин, Р.И. Богданов и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2 (31). – С. 32–40.
8. ТУ 5774-015-32989231-2013. Материал термостойкий рулонный армированный мастичный «Деком-РАМ».
9. ТУ 2313-030-32989231-2015. Термостойкая битумно-полимерная грунтовка «Деком-ИНГ».
10. Малеева М.А. Разработка ингибированных полимерных композиций с целью предотвращения риска КРН на магистральных газопроводах / М.А. Малеева, Г.В. Редькина, Р.И. Богданов и др. – http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/29_maleeva.pdf
11. Р Газпром 9.4-048-2015. Руководство по организации системы мониторинга стресс-коррозионных процессов на действующих и проектируемых технологических трубопроводах компрессорных станций.
12. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
13. СТО Газпром 2-2.3-760-2013. Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причина отказов магистральных газопроводов.
14. СТО Газпром 9.1-016-2012. Наружные защитные покрытия на основе битумно-полимерных материалов для ремонта магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм. – М.: Газпром экспо, 2012. – 34 с.
15. Р Газпром 9.1-022-2013. Защита от коррозии. Применение покрытий на основе битумно-полимерных материалов при ремонте магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм в трассовых условиях.
16. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
17. ГОСТ 9.402. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные.

III Научно-практический семинар Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Приглашаем принять участие в III Научно-практическом семинаре «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением», провести который планируется в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в первой половине 2017 г. (согласно поручению ПАО «Газпром», Протокол от 31.08.2016 № 03/08-130, п. 16).

Цель семинара – профессиональное развитие молодых специалистов производственных подразделений дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром», вузов, научно-исследовательских институтов, работников диагностических и ремонтных организаций.

Презентационные материалы по итогам II Научно-практического семинара «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» (2016 г.), не содержащие информации конфиденциального характера, размещены на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в разделе «Конференции» (<http://vniigaz.gazprom.ru/events/2016/scc2016>).



УДК 621.644.07:[620.194.22+004.942]

**С.В. Нефёдов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов, О.В. Маевский, С.А. Марцевой,
А.А. Селиванов, А.М. Мирзоев**

Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Ключевые слова: магистральный газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением, капитальный ремонт, достоверная оценка материально-технических ресурсов, внутритрубная дефектоскопия, неразрушающий контроль, корреляционная модель стресс-коррозионной поврежденности магистральных газопроводов.

Keywords: trunk gas pipeline, stress corrosion cracking, major overhaul, reliable estimation of inventory, in-tube inspection, nondestructive testing, correlation pattern of trunk pipeline stress-corrosion.

ООО «Газпром трансгаз Югорск» эксплуатируется самая протяженная сеть магистральных газопроводов (МГ) в составе газотранспортной системы (ГТС) ПАО «Газпром», расположенная на территориях Ямало-Ненецкого (ЯНАО) и Ханты-Мансийского (ХМАО) автономных округов и Свердловской области. Многониточная система МГ Общества, осуществляющая транспортировку газа от северных месторождений Западной Сибири, построена в период с начала 1970-х до середины 1990-х гг. из труб большого диаметра, неоднородных по металлургическому качеству и технологии производства [1–4], изолированных преимущественно пленочными защитными покрытиями трассового нанесения, средний срок службы которых до образования первых несквозных повреждений (гофры, отслоения) на тот момент составлял 10 лет [5]. Указанные обстоятельства впоследствии стали основными факторами повышенной поврежденности и аварийности МГ Общества по причине коррозионно-растрескивания под напряжением (КРН) (рис. 1).

За прошедший период в ООО «Газпром трансгаз Югорск» удалось достичь важных результатов в решении многих организационных и технических задач, связанных со снижением опасности аварий и инцидентов по причине стресс-коррозии МГ. Разработаны и применяются методические подходы к планированию технического диагностирования (ТД) и ремонта объектов МГ Общества, включая расчетные методы прогнозирования стресс-коррозионного состояния участка МГ, оценки прочности труб с повреждениями КРН, а также рекомендации по ремонту дефектных труб. Требуемый уровень надежности МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» достигнут за счет своевременной реализации периодических мероприятий по техническому диагностированию, выборочному и капитальному ремонту газопроводов [6, 7].

При этом в 2013 г. в соответствии с Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ введены весьма консервативные требования к обязательной вырезке и отбраковке труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной от 0,3 мм (составляет 0,02t для наиболее распространенных на линейных частях (ЛЧ) МГ Общества труб диаметром 1420 мм с толщиной



Рис. 1. Распределение причин аварий на МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» за период 2004–2013 гг.

стенки $t = 15,7$ мм) при проведении капитального ремонта (КР) МГ. В связи с этим в 2014 г. доля труб, вырезанных и отбракованных в процессе КР на объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск» по причине КРН, увеличилась более чем в 2 раза по сравнению с предыдущими периодами (рис. 2). Таким образом, особую актуальность для ООО «Газпром трансгаз Югорск» приобрела задача повышения достоверности оценки материально-технических ресурсов (МТР), необходимых для ремонта участков МГ, подверженных КРН.

На сегодняшний день планирование КР участков МГ и разработка методов прогнозирования количества подлежащих замене труб со стресс-коррозионными повреждениями осуществляется по данным периодических

технических обследований с использованием внутритрубных дефектоскопов [8], которые в свою очередь не всегда обладают необходимой точностью [9]. Сравнение данных внутритрубного технического диагностирования (ВТД) с применением магнитных снарядов-дефектоскопов и фактической отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной более $0,2t$ при КР газопроводов в ряде случаев показывает значительные отклонения от требований ГОСТ Р 55999-2014 [10]. В качестве примера в табл. 1 представлены данные ВТД и неразрушающего контроля (НК) труб при КР, из которых следует, что большая часть глубоких стресс-коррозионных трещин ($0,2t$ и более) не были выявлены или правильно идентифицированы по результатам ВТД.

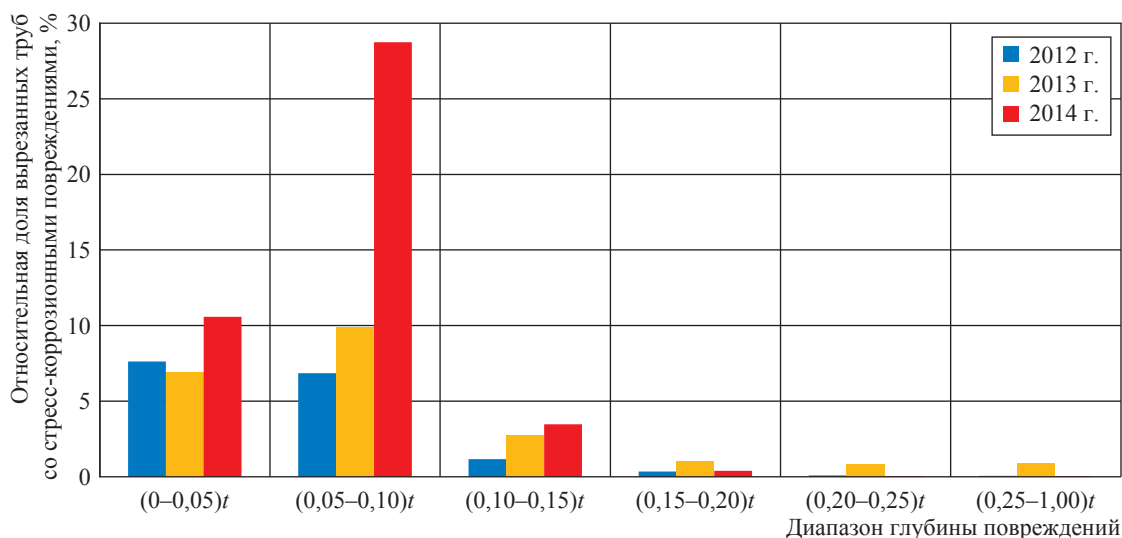


Рис. 2. Динамика отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями различной глубины в процессе КР на объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск» в 2012–2014 гг.

Таблица 1

Результаты сопоставительного анализа результатов диагностирования участков ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Краткая информация об участке ЛЧ МГ	Данные НК при КР, всего труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной 3 мм и более	Данные ВТД из выборки НК при КР, труб		
		зона продольных трещин	повреждение не обнаружено	неправильная идентификация повреждения
МГ 1, участок протяженностью 23 км, ВТД 2012 г., КР в 2015 г.	42	2	40	0
МГ 2, участок протяженностью 36 км, ВТД в 2009 г., КР в 2014 г.	95	18	25	52
МГ 3, участок протяженностью 25 км, ВТД в 2011 г., КР в 2014 г.	106	6	100	0
МГ 4, участок протяженностью 18 км, ВТД в 2011 г., КР в 2015 г.	52	19	31	2
МГ 5, участок протяженностью 53 км, ВТД в 2013 г., КР в 2015 г.	25	2	22	1

Указанные выше возможности ВТД ЛЧ МГ приводят к существенным отклонениям от ранее запланированных объемов отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями в процессе КР, а также в ряде случаев к непрогнозируемым отказам МГ по причине КРН [11]. В связи с этим предложена методика оценки количества дефектных труб с учетом данных ВТД и результатов дополнительных обследований труб в шурфах, назначенных по данным коррозионных обследований [12]. Однако используемые при проведении коррозионных обследований электрометрические методы (выносного электрода, интенсивных измерений и др.) не позволяют обнаруживать участки труб с отслоениями и гофрами изоляционного покрытия [12], в то же время повреждения стресс-коррозионного характера образуются именно в указанных местах.

Таким образом, актуальна и необходима разработка корреляционной модели, основанной на статистической зависимости стресс-коррозионной поврежденности труб от технических характеристик и эксплуатационных параметров участков МГ, а также факторов внешней среды, с целью оптимального планирования выборочного и капитального ремонта участков МГ и прогнозирования объемов материально-технических ресурсов и предремонтных обследований в протяженных шурфах. Поставленная цель достигается за счет реализации комплекса организационно-технических мероприятий по оценке протяженности труб, пораженных КРН, а именно (рис. 3):

- сбора и систематизации исходных данных о выбранном участке ЛЧ МГ;
- прогнозирования протяженности труб со стресс-коррозионными повреждениями, ранжирования участков ЛЧ МГ по потенциальной опасности с использованием корреляционной модели;
- уточнения результатов прогнозирования по корреляционной модели;
- оценки протяженности труб со стресс-коррозионными повреждениями для планирования КР.

Потенциально опасными считают участки ЛЧ МГ с наибольшим прогнозируемым значением доли пораженных КРН труб. Прогнозирование значения доли пораженных КРН труб на ЛЧ МГ выполняют на участках протяженностью не более 10 км, что учитывается при определении приоритетов проведения

обследований в протяженных шурфах. Число протяженных шурфов на участке ЛЧ МГ выбирается исходя из прогнозируемого поражения труб стресс-коррозионными повреждениями в диапазоне глубин от 0,3 мм до 1,0т (см. далее *Корреляционная модель стресс-коррозионной поврежденности труб*).

Методика проведения работ

На первом этапе исследований выполнена классификация стресс-коррозионных повреждений металла труб по степени их опасности и диагностируемости существующими средствами автоматизированного НК. В соответствии с прочностными расчетами по методике СТО Газпром 2-2.3-173-2007 [14] и результатами стендовых испытаний ООО «Газпром трансгаз Югорск» [15], а также с учетом рабочих диапазонов наружных сканеров-дефектоскопов [16] и приборов ВТД [10] построение корреляционной модели стресс-коррозионной поврежденности труб выполнялось для двух диапазонов глубин повреждений КРН 0,3 мм – 1,0т и (0,1–1,0)т, выбранных в зависимости от степени их опасности в отношении надежности МГ.

По результатам статистического анализа данных технической диагностики установлено, что глубина абсолютного большинства стресс-коррозионных повреждений (более 90 % от общего числа) независимо от региона прокладки МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» не превышает 0,1т (рис. 4), что согласуется с аналогичными отечественными и зарубежными статистическими исследованиями [6, 17]. При этом указанные стресс-коррозионные повреждения не оказывают значимого влияния на эксплуатационную надежность переизолированного участка ЛЧ МГ в случае их пропуска при КР [15], но вносят наибольшую неопределенность с точки зрения диагностируемости и прогнозирования отбраковки труб при КР.

На втором этапе выполнен прогноз поврежденности труб стресс-коррозией на участке ЛЧ МГ с учетом следующих основных факторов:

- типа и способа нанесения защитного покрытия трубопровода;
- долевого распределения труб (одношовная, двухшовная, спиральношовная) в составе участка МГ;
- времени эксплуатации МГ;
- региональных условий эксплуатации МГ (характера местности, состава и свойств грунта и др.);

- напряженно-деформированного состояния трубопровода, в особенности уровня кольцевых напряжений;
- местоположения рассматриваемого участка МГ относительно компрессорной станции.

Следует отметить, что учет данных факторов не требует от газотранспортного Общества проведения дополнительных диагностических обследований МГ.

В качестве переменной, которая учитывает влияние всех перечисленных факторов и характеризует фактическую поврежденность труб стресс-коррозией, выбрана плотность распределения пораженных КРН труб ($\rho_{\text{КРН}}$, ед./км), т.е. отношение числа труб со стресс-коррозионными повреждениями к протяженности обследованного участка МГ. При анализе использованы геометрические

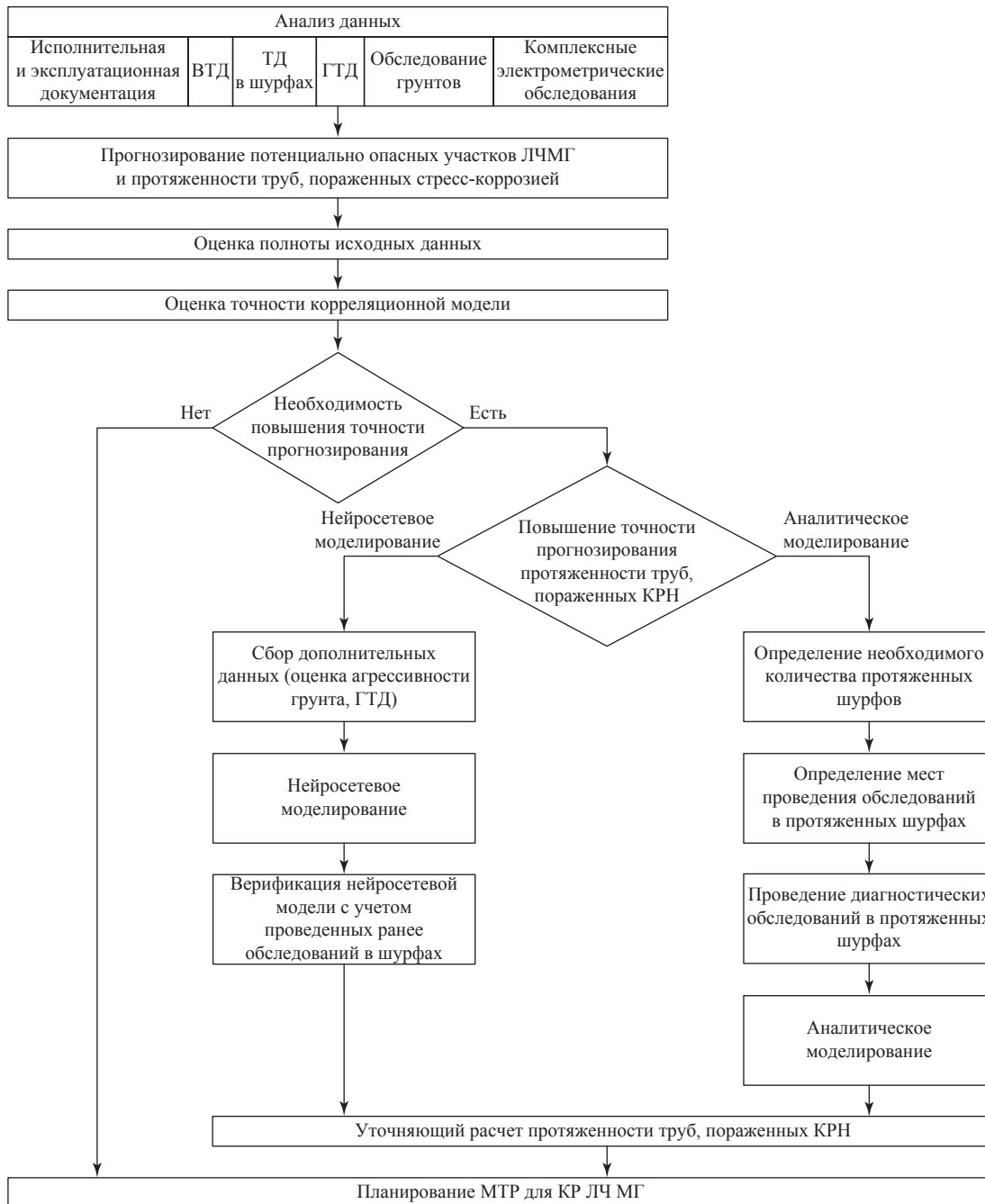


Рис. 3. Алгоритм организационно-технических мероприятий по оценке протяженности труб, пораженных КРН, при планировании КР: ГТД – газотехническая диагностика

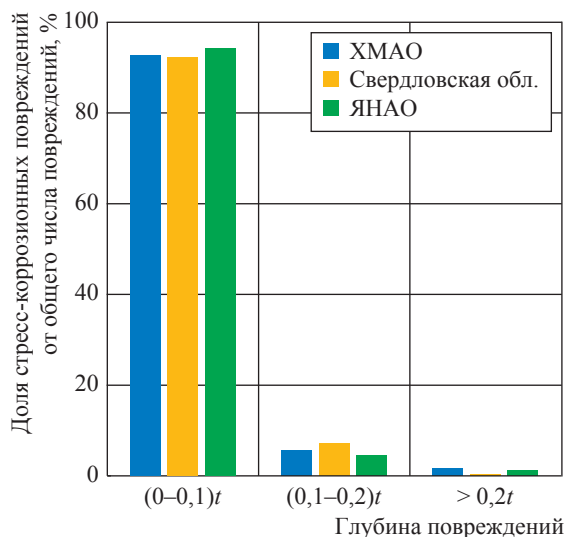


Рис. 4. Распределение stress-коррозионных повреждений по глубине на участках МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» на территориях ХМАО, ЯНАО и Свердловской области

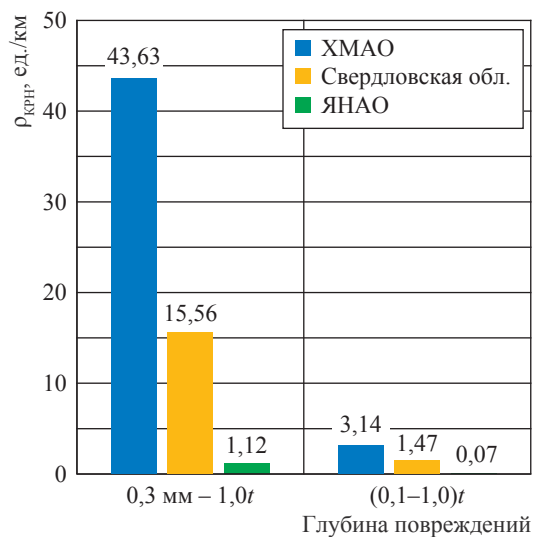


Рис. 5. Плотность распределения труб со stress-коррозионными повреждениями двух диапазонов глубин (0,3 мм - 1t и (0,1-1)t) на участках МГ диаметром 1420 мм, расположенных в ХМАО, ЯНАО и Свердловской области

Таблица 2

Корреляционная матрица

<i>i</i> -фактор	<i>j</i> -значение <i>i</i> -фактора	Ψ_{ij} для диапазона глубин stress-коррозионных повреждений	
		0,3 мм - 0,1t	(0,1-1)t
1. Региональные условия эксплуатации МГ	ХМАО	1,000	1,000
	ЯНАО	0,026	0,021
	Свердл. обл.	0,357	0,469
2. Тип защитного покрытия МГ	Пленочное	1,000	1,000
	Заводское	0,009	0,219
	Битумное	0,148	0,021
3. Время эксплуатации МГ, лет	21-25	0,155	0,429
	26-30	0,950	0,757
	31-35	1,000	1,000
4. Уровень кольцевых напряжений в МГ, МПа	200-280	0,700	0,650
	280-350	1,000	1,000
5. Конструкция труб	1Ш	0,937	0,942
	2Ш	1,000	1,000
6. Расстояние от компрессорной станции по ходу движения газа, км	0-10	1,000	1,000
	10-20	1,000	0,941
	20-30	1,000	0,854
	30-40	1,000	0,901
	40-50	0,750	0,941
	50-60	0,550	0,592
	60-70	0,550	0,181
	70-80	0,470	0,244
	80-90	0,320	0,025
	90 и более	0,041	0,013

параметры стресс-коррозионных повреждений, измеренные при проведении НК в процессе КР участков МГ с применением автоматизированных наружных сканеров-дефектоскопов марок Sonet и ДНС. Общее число стресс-коррозионных повреждений на анализируемых участках МГ составило 35450 ед.

Расчет весовых коэффициентов ψ_{ij} для каждого значения j каждого оцениваемого фактора i корреляционной модели выполнен по формуле

$$\psi_{ij} = \frac{\rho_{\text{КРН}_j}}{\rho_{\text{КРН}_i}^{\text{макс}}}, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{КРН}_j}$ – осредненная плотность распределения труб со стресс-коррозионными повреждениями различной глубины на участках МГ, характеризующихся остальными факторами аналогично оцениваемому за исключением оцениваемого i -го фактора, для j -го значения оцениваемого i -го фактора; $\rho_{\text{КРН}_i}^{\text{макс}}$ – максимальная плотность распределения труб со стресс-коррозионными повреждениями различной глубины среди всех значений оцениваемого i -го фактора.

Для примера представлена зависимость $\rho_{\text{КРН}}$ от региона прокладки МГ (рис. 5). Как видно, в наименьшей степени стресс-коррозии подвержены участки МГ в ЯНАО, в наибольшей – в ХМАО. В этом отношении для обоих выбранных диапазонов повреждений прослеживается единая тенденция.

Аналогичные зависимости распределения плотности пораженных КРН труб получены для всех факторов, определяющих стресс-коррозионную поврежденность. Соответствующие весовые коэффициенты представлены в корреляционной матрице (табл. 2).

Корреляционная модель стресс-коррозионной поврежденности труб

На третьем этапе долю труб со стресс-коррозионными повреждениями на ЛЧ МГ Общества для двух диапазонов глубин повреждений 0,3 мм – 1т и (0,1–1,0)т прогнозируют с использованием формулы

$$P_{\text{КРН}_j} = \bar{P}_{\text{КРН}_j} \frac{\prod_{i=1}^6 \psi_{ij}}{\prod_{i=1}^6 \bar{\psi}_{ij}} (1 - \omega) + \frac{N_{\text{КРН}_j}}{N} \omega, \quad (2)$$

где j – диапазон глубины повреждений (0,3 мм – 1т либо (0,1–1)т); $P_{\text{КРН}_j}$ – прогнозируемое значение доли j -поврежденных труб на участке МГ; $\bar{P}_{\text{КРН}_j}$ – среднее значение доли j -поврежденных труб на ранее отремонтированных

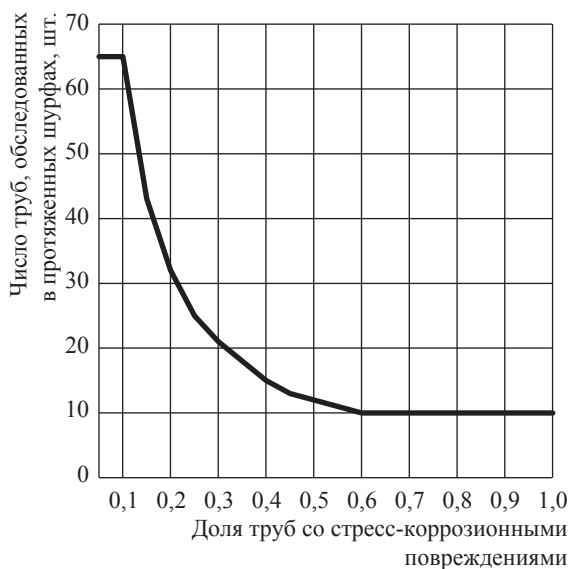


Рис. 6. Зависимость требуемого числа обследованных труб в протяженных шурфах от $P_{\text{КРН}_j}$

газопроводах Общества; ψ_{ij} – весовой коэффициент i -го фактора для участка, на котором прогнозируется $P_{\text{КРН}_j}$ (определяется по (1), расчетные значения см. в табл. 2); $\bar{\psi}_{ij}$ – среднее значение весового коэффициента i -го фактора на ранее отремонтированных газопроводах Общества; ω – параметр, учитывающий объем диагностических обследований в шурфах, выполненных на оцениваемом участке газопровода (рис. 6); $N_{\text{КРН}_j}$ – количество j -поврежденных труб, выявленных по результатам обследований в протяженных шурфах¹; N – общее количество труб, подлежащих обследованию в протяженных шурфах для уточнения $P_{\text{КРН}_j}$, рассчитанное по биномиальному закону распределения в зависимости от $P_{\text{КРН}_j}$ при $\omega = 0$. Места проведения «уточняющих» протяженных шурфов вне зависимости от наличия или отсутствия данных ВТД рекомендуется определять с использованием метода половинного деления (рис. 7).

В формуле (2) первое слагаемое учитывает имеющиеся данные по обследованиям труб на участках КР ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» и характеристики оцениваемого участка, второе слагаемое – информацию, полученную при инструментальном обследовании оцениваемого участка в шурфах.

¹ Под протяженным шурфом понимается участок трубопровода, обеспечивающий попадание в шурф кольцевых сварных стыков с прилегающими участками соседних труб длиной по 0,5 м.

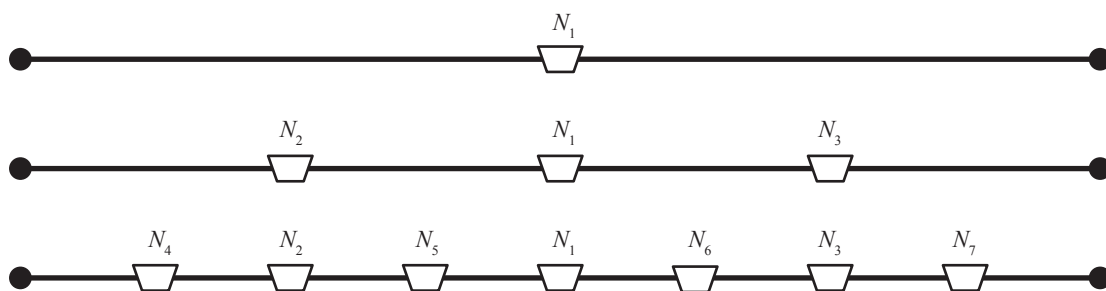


Рис. 7. Схема определения мест протяженных шурфов с использованием метода половинного деления

Поэтому при определении доли труб со стресс-коррозионными повреждениями на оцениваемом участке ЛЧ МГ рассмотрены результаты НК труб на ранее отремонтированных газопроводах Общества по следующим сценариям:

- на смежных участках МГ одного линейного производственного управления (ЛПУ) (сценарий 1);
- смежном участке МГ соседних ЛПУ (сценарий 2);
- соседних участках МГ одного ЛПУ (сценарий 3);
- участке МГ в пределах одного региона (сценарий 4).

Обсуждение полученных результатов

Верификация разработанной корреляционной модели выполнена для 80 участков ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» протяженностью 10 км, в отношении которых имеется информация по результатам НК труб в процессе КР в 2013–2015 гг. Для исключения статистических выбросов в полученном множестве участков не учитывались те, где фактическая доля поврежденных КРН труб была на порядок меньше, чем на смежных с ними участках.

По результатам верификации модели из четырех названных ранее сценариев выбраны три наиболее приемлемых – первый, второй

и четвертый. Результаты верификации модели по разным сценариям приведены в табл. 3.

Наилучшие результаты получены для сценария 1. Математическое ожидание ошибки прогноза ожидаемой доли труб с дефектами КРН в данном случае имеет наименьшие значения 8,6 и 1,98 для диапазонов глубин трещин 0,3 мм – 1,0т и (0,1–1,0)т соответственно, что закономерно, поскольку $\bar{P}_{\text{КРН}_j}$ рассчитывается на участках того же газопровода, наиболее близко расположенных к участку прогнозирования. Для этого же сценария наблюдаются наименьшие значения дисперсии отклонения $P_{\text{КРН}_j}$ от фактического значения доли поврежденных КРН труб, равняющиеся 8,68 и 1,79 для диапазонов глубин трещин 0,3 мм – 1,0т и (0,1–1,0)т соответственно. Поэтому обследования в шурфах на протяженных участках КР целесообразно выполнять на наиболее опасном в отношении КРН 10-километровом участке ЛЧ МГ, а полученное для него уточненное значение $P_{\text{КРН}_j}$ применить для формирования корреляционной модели смежных с ним участков газопроводов.

Важно отметить, что относительно невысокая достоверность прогноза поврежденности труб стресс-коррозией глубиной 0,3 мм – 0,1т обусловлена значительными различиями в качестве исходных данных,

Таблица 3

Ожидаемая точность прогнозирования протяженности труб, поврежденных КРН, в зависимости от диапазона глубин трещин, %

Диапазон глубин трещин	Смежные участки МГ одного ЛПУ	Смежный участок МГ соседних ЛПУ	Участок МГ в пределах одного региона
0,3 мм – 1,0т	65	60	58
(0,1–1,0)т	85	80	71

положенных в основу статистической модели в процессе ее разработки. Ввиду физических ограничений применяемых в ПАО «Газпром» аттестованных средств автоматизированного НК большинство стресс-коррозионных повреждений в указанном диапазоне глубин были выявлены с применением ручных приборов неразрушающего контроля поверхности труб, а следовательно, на точность прогноза влияло качество исходной информации с учетом ряда субъективных факторов (например, квалификации дефектоскопистов, погодных условий, подготовки поверхности труб и др.).

На базе накопленного в ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» фактологического материала о стресс-коррозионной поврежденности и аварийности МГ ПАО «Газпром» сформирован перечень укрупненных факторов, определяющих поврежденность труб. С учетом выбранных факторов и их оценочных параметров разработана корреляционная модель стресс-коррозионной поврежденности МГ для планирования долгосрочных программ технического диагностирования, выборочного и капитального ремонтов протяженных участков газопроводов Общества. По результатам апробации вновь разработанная модель может быть реализована в рамках системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС ПАО «Газпром».

В статье показано, что планирование выборочного и капитального ремонтов МГ с применением разработанной корреляционной

модели может обеспечить точность прогнозирования отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями на участке МГ:

- 65 % для повреждений глубиной 0,3 мм – 1t (1-й сценарий);
- 85 % для повреждений глубиной (0,1–1)t.

Разработанная корреляционная модель может быть применена для других диапазонов глубин повреждений КРН, например (0,2–1)t, для сравнительной оценки достоверности данных внутритрубного технического диагностирования.

Повысить точность прогнозирования стресс-коррозионной поврежденности труб возможно путем декомпозиции факторов, ответственных за процесс КРН, и уточнения их значений с учетом гидрогеологических особенностей местности и степени агрессивности грунта. При этом оценку указанных факторов КРН целесообразно осуществлять с применением методов машинного обучения и обработки данных, например нейросетевых технологий [18].

По перечисленным в статье объективным причинам наименее достоверно прогнозируются трубы с незначительными стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее 0,1t. Поэтому пересмотр требований к отбраковке труб с повреждениями КРН при КР в зависимости от их реальной опасности [6, 14, 18] позволит обеспечивать точность прогнозирования пораженных труб до 80–85 % даже без проведения дополнительных обследований на участке ЛЧ МГ в протяженных шурфах.

Список литературы

1. Отт К.Ф. Стресс-коррозия на газопроводах / К.Ф. Отт. – Югорск, 2002. – 184 с.
2. Отт К.Ф. Механизм и кинетика стресс-коррозии магистральных газопроводов / К.Ф. Отт. // Газовая промышленность. – 1999. – № 7. – С. 46–48.
3. Лякишев Н.П. Исследование структуры металла газопроводов после их длительной эксплуатации / Н.П. Лякишев, М.М. Кантор, В.Н. Воронин и др. // Металлы. – 2005. – № 1. – С. 3–16.
4. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением в процессе эксплуатации магистральных газопроводов / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 52–54.
5. Р Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции. – М.: Газпром экспо. – 2011.

6. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
7. Пасечников А.Н. Комплексный подход к формированию системы управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ОАО «Газпром» / А.Н. Пасечников, С.В. Нефедов, А.О. Алексеев и др. // Доклады IV Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее»: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 260–270.
8. Р Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». – М.: Газпром эксп, 2012.
9. Митрохин М.Ю. Анализ эффективности диагностических работ на линейной части газопроводов / М.Ю. Митрохин, И.И. Велиюлин, В.Ю. Шарохин и др. // Диагностика. – 2012. – № 2. – С. 28–30.
10. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования.
11. Велиюлин И.И. Анализ сопоставимости результатов внутритрубной дефектоскопии и отбраковки труб / И.И. Велиюлин, А.Н. Баграков, Я.А. Раздубудко // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 10. – С. 44–46.
12. Филатов А.А. Выбор метода капитального ремонта газопроводов с поверхностными дефектами потери металла / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 726. – С. 31–35.
13. Мирзоев А.М. Технология комплексного обследования трубопроводов с использованием комбинированного метода ГНПТ/МВЭ/МТМ / А.М. Мирзоев, С.С. Машуров // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 5. – С. 40–43.
14. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: ИРЦ Газпром, 2007.
15. Долгов И.А. Оценка поведения стресс-коррозионных трещин при нагружении трубы внутренним давлением / И.А. Долгов, В.А. Горчаков, С.В. Пахтусов и др. // Дефектоскопия. – 2002. – № 2. – С. 83–89.
16. Вялых И.Л. Оценка технических параметров и анализ результатов стендовых испытаний наружных сканеров-дефектоскопов для автоматизированного контроля линейной части магистральных газопроводов / И.Л. Вялых, В.Л. Лазарев, И.Г. Петухов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 4. – С. 77–90.
17. Worthingham R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen / R. Worthingham, G. van Boven // Acta Materialia. – 2009. – V. 57. – № 20. – P. 6200–6214.
18. Есиев Т.С. Использование статистических методов и ГИС-технологий для оценки стресс-коррозионного состояния объектов МГ / Т.С. Есиев, И.В. Ряховских, С.С. Машуров и др. – Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 53–56.
19. Митрохин М.Ю. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / М.Ю. Митрохин, И.И. Велиюлин, А.Н. Касьянов и др. // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 12. – С. 57–60.

УДК 621.644.07:620.194.22

С.В. Рыбалко, В.Г. Рыбалко, Т.А. Ефремов

Опыт мониторинга технического состояния труб, оставленных в эксплуатации со стресс-коррозионными повреждениями

В настоящее время в условиях постоянно возрастающих объемов ремонтов трубопроводов, а также увеличения количества выявляемых повреждений коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) имеет смысл рассматривать все успешно апробированные способы прогнозирования долговечности газопровода, повышения эффективности и оптимизации затрат на проведение диагностики и ремонта труб [1–3]. Следует отметить, что до 2013 г. в отношении ремонта труб с повреждениями КРН использовались достаточно разнообразные подходы, но в настоящее время нормативная база и политика ведущих надзорных органов однозначны: трубы с повреждениями КРН предписывается демонтировать. Начальным этапом образования поверхностных трещин является возникновение повреждения – концентратора напряжений – чаще всего в виде скопления коррозионных поражений [4–5] в местах нахождения коррозионно-активных неметаллических включений вследствие контакта почвенного электролита со стенкой трубы (рис. 1). Развивается такое повреждение под воздействием внешней коррозионной среды и напряжений.

Рассмотрим природу этих напряжений более подробно. В результате несовершенства технологии формовки и выплавки стали в стенках свежизготовленной трубы присутствуют остаточные напряжения [6]. В процессе эксплуатации трубы из-за внутреннего давления газа добавляются фактически действующие кольцевые напряжения, а из-за воздействия сезонных и эксплуатационных нагрузок на трубопровод – изгибные напряжения. При отсутствии изгибных нагрузок, а также при снижении давления дефект перестает развиваться и переходит в состояние общей коррозии.

Развитие процесса КРН может приводить к разрушениям газопроводов, зачастую сопровождающимся возгоранием транспортируемого газа. Такие аварии влекут за собой существенный материальный и техногенный ущерб. Поэтому прогнозная оценка состояния газопровода с точки зрения развития процесса КРН, а также разработка

Ключевые слова:
трубопровод,
коррозионное
растрескивание
под напряжением,
оценка остаточного
ресурса трубы.

Keywords:
pipeline,
stress corrosion
cracking,
estimating residual
life of a tube.

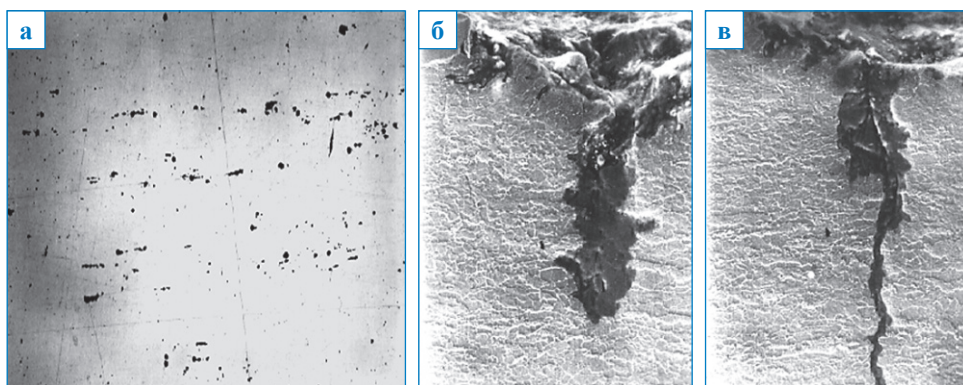


Рис. 1. Этапы образования поверхностных трещин:

а – неметаллические включения, направленный шлиф с поверхности стенки трубы, $\times 125$; б – образование питтинга, поперечный шлиф стенки трубы, $\times 1500$;
в – зарождение и развитие трещины от питтинга, поперечный шлиф стенки трубы, $\times 1500$

методов контроля этого процесса достаточно актуальны.

Наиболее перспективно и экономически обосновано активное предотвращение различных инцидентов, аварий и чрезвычайных ситуаций на основании результатов диагностики. При обнаружении, правильной идентификации и определении размеров повреждений КРН решается вопрос о степени их опасности и целесообразности ремонта либо удаления [1]. Для принятия решения с учетом линейных размеров трещин и механических свойств металла трубы выполняются расчетные оценки остаточного ресурса трубы со стресс-коррозионными повреждениями. В качестве источника напряжения принимается внутритрубное давление.

Повреждения КРН, как правило, имеют достаточно сложную пространственную конфигурацию (рис. 2), не всегда поддающуюся аппроксимации с учетом механизма взаимодействия близко расположенных трещин в колонии, например, для оценки возможного

изменения линейных размеров трещин. Однако нередко газотранспортная организация вынуждена эксплуатировать трубы с повреждениями КРН, например по причинам временного отсутствия возможности подъезда техники к месту ремонта или нецелесообразности замены труб. В этом случае представляется актуальной организация выборочного контроля (мониторинга) оставленных в эксплуатации зон стресс-коррозионных повреждений.

Для этого по заданию ООО «Тюмен-трансгаз» специалистами ООО «НПП «Нефтегаздиагностика» (ранее – ООО «Экспертиза») совместно с сотрудниками Института физики металлов УрО РАН (ИФМ) разработаны методика и приборные средства контроля состояния повреждений: прибор МВН-3М для измерения напряжений в изделиях из трубных сталей и закладные датчики МВН-3 (рис. 3). Указанный набор технических средств позволяет выполнить комплексную оценку размеров повреждения, так как можно одновременно оценивать раскрытие берегов трещины путем

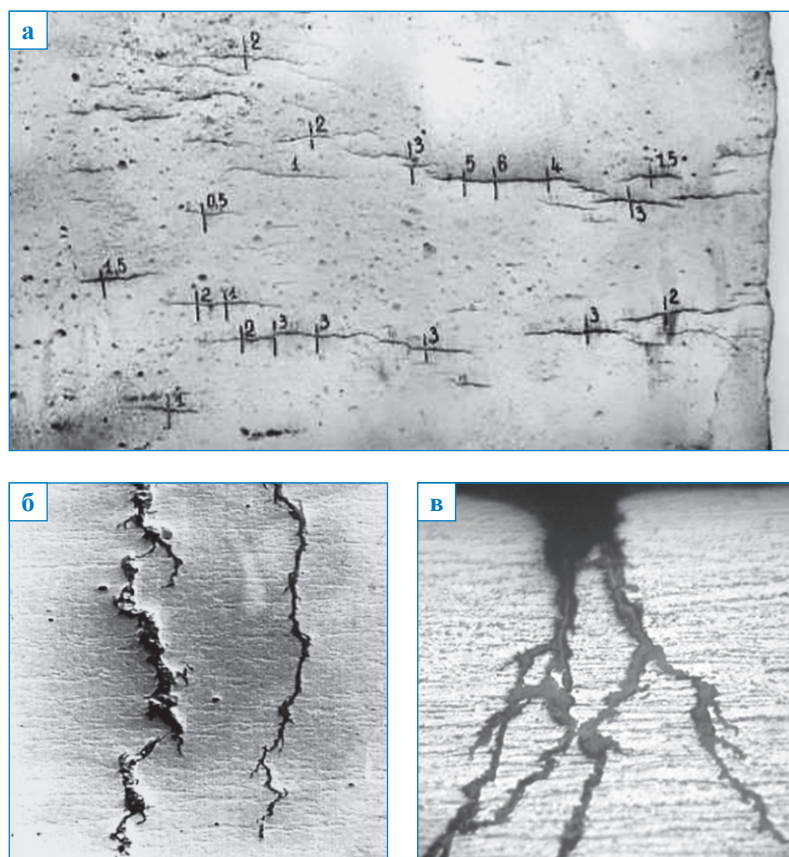


Рис. 2. Структура повреждения КРН: а, б – варианты распределения трещин на поверхности стенки трубы; в – сложная конфигурация профиля трещин

регистрации магнитных полей рассеяния и измерять ее глубину вихретоковым методом.

Созданию оборудования предшествовали совместные с ООО «Тюментрансгаз» и ИФМ научно-исследовательские работы, в ходе которых в том числе проведены электронно-фрактографические исследования поверхности разрушения повреждений КРН, выявлены особенности их зарождения, развития, поэтапного роста, взаимодействия и долома [7–8]. Обнаружено явление стабилизации коротких трещин, выражающееся в прекращении роста, коррозионном растворении и затуплении вершины трещины. Наличие стабилизации повреждений и практическое отсутствие новых трещин за межинспекционный период подтвердил также анализ данных повторной внутритрубной дефектоскопии [7–8]. Указанное наблюдение позволило выделить новое специальное понятие – *стабилизированные дефекты КРН*.

К настоящему времени закладные датчики применялись для контроля дефектов КРН в ходе эксплуатации газопровода, а также в процессе проведения стендовых гидравлических испытаний (статических и циклических) для сравнительной оценки состояния (глубина трещин, раскрытие) оставшихся повреждений после ремонтов трубы сваркой и муфтами и для оценки эффективности видов ремонта. Трубопровод, поврежденный КРН, имеет в большинстве случаев несколько групп

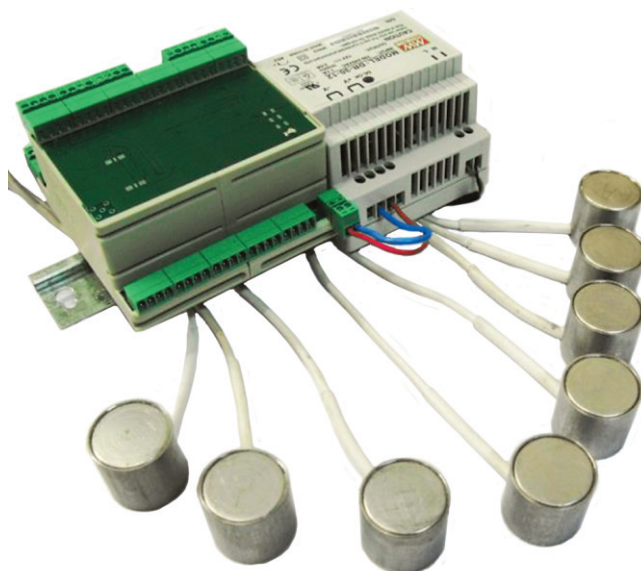


Рис. 3. Датчики МВН-3 и коммутирующее устройство

трещин, которые могут различаться глубиной и протяженностью единичных повреждений, поэтому предварительно проводится расчет критических размеров трещин и остаточного ресурса, по результатам которого определяется повреждение с минимальным ресурсом. Впоследствии участок, на котором расположено это повреждение, назначается контрольным, и туда устанавливаются закладные датчики МВН-3.

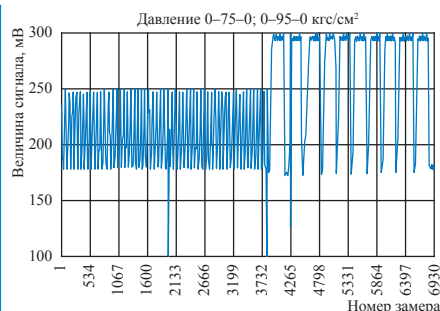
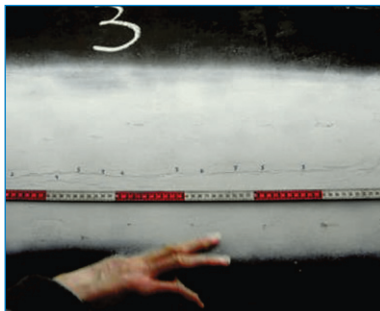


Рис. 4. Гидравлические стендовые испытания

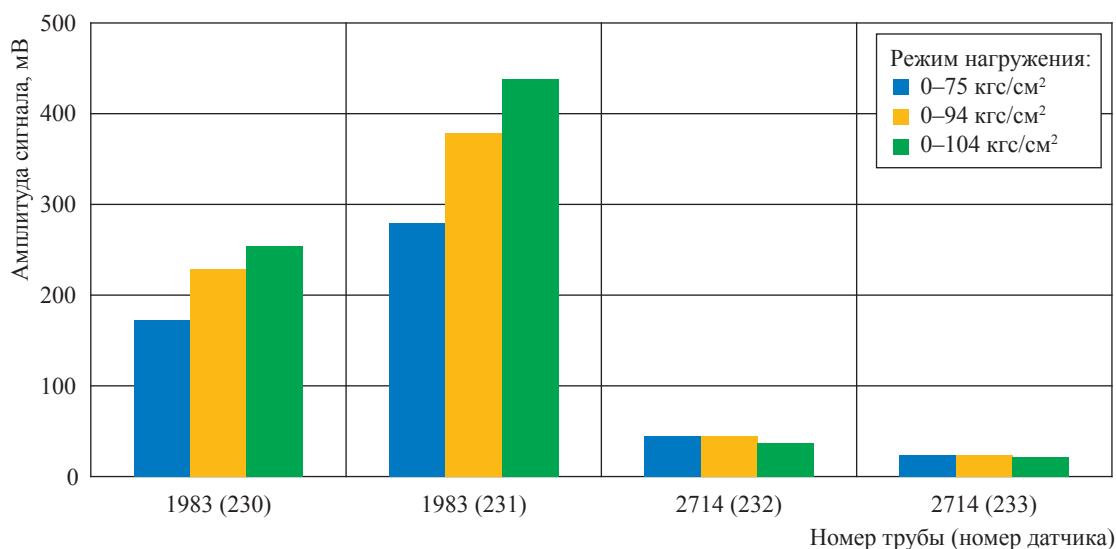


Рис. 5. Оценка эффективности ремонта труб с трещинами КРН композитными муфтами: на трубе № 1983 с исходными повреждениями датчики установлены на трещины глубиной 3–4 мм на удалении от зоны ремонта; на отремонтированной трубе № 2714 датчик 232 установлен между двумя зонами ремонта на трещину глубиной 4–5 мм, датчик 233 – вблизи кольцевого шва между швом и композитной муфтой на трещину глубиной 4–5 мм

Отработка технологии контроля первоначально осуществлялась в процессе стендовых гидравлических испытаний (рис. 4), в ходе которых проводилась экспериментальная оценка несущей способности трубы диаметром 1400 мм с повреждениями КРН, в том числе после ремонта наплавкой, а также закрепления стенки трубы кольцевыми металлическими, стеклопластиковыми и композитными муфтами. Датчики МВН-3, установленные непосредственно на трубу, позволили контролировать развитие повреждений КРН, тем самым обеспечивая возможность определения эффективности различных методов ремонта.

Выполнены сравнительные испытания труб с глубокими (4–5 мм) трещинами КРН в «исходном» состоянии (после эксплуатации) и после ремонта разными способами – наплавкой, стеклопластиковыми и композитными муфтами. При ремонте муфтами датчиками контролировались трещины, выходящие за границы зоны ремонта; при ремонте наплавкой датчики устанавливали на оставшиеся трещины, расположенные за границами наплавки. Оказалось, что с ростом внутритрубного давления пропорционально растет и сигнал датчиков, расположенных над «исходными» повреждениями (рис. 5). Это связано с изменением геометрии повреждения, главным образом – с раскрытием берегов трещины. В то же время

происходит перераспределение магнитного потока с изменением магнитного поля рассеяния. При этом после ремонта муфтами с ростом внутритрубного давления сигнал датчиков над трещинами меняется незначительно, что свидетельствует о сохранении геометрии повреждения вследствие повышения жесткости этого участка в результате ремонта.

Контролируя размеры трещины в стенке трубы после ремонта разными способами и по результатам испытаний, можно разработать рекомендации по выбору материалов и технологии ремонта.

Работа по организации мониторинга трещин выполнена на трех участках газопровода, где после диагностики труб диаметром 1400 мм в протяженных шурфах обнаружены и были временно оставлены без ремонта участки с трещинами глубиной 3–4 мм и протяженностью до 120 мм. Над трещинами и рядом на участке без трещин установили датчики МВН-3, организовав их мониторинг в течение года. В результате обнаружена нестабильность состояния трещин, связанная с сезонными колебаниями и неустойчивостью грунта на участках выполнения шурфовок. Нестабильность выразилась в подъеме сигнала датчиков в весенне-летний период и последующем возврате в исходное

состояние зимой как следствие таяния грунта и соответствующей перегрузки участков трубопроводов. В одном случае после годового цикла наблюдений обнаружилось остаточное изменение величины сигнала, вызванное неупругими эффектами в вершине трещины вследствие пластической деформации при перегрузке. По результатам контроля была произведена замена поврежденной трубы.

Результаты контроля состояния трещин позволяют оптимизировать выбор мероприятий, необходимых для последующей безопасной эксплуатации участка газопровода со стресс-

коррозионными повреждениями. В случае стабильного состояния в течение длительного времени повреждение может быть оставлено в газопроводе под наблюдением. В противном случае при его развитии в результате, например, значительных сезонных колебаний уровня действующих в трубопроводе напряжений изменения будут зафиксированы и повреждение вовремя удалено.

Таким образом, контроль трещин с применением закладных датчиков позволяет использовать дополнительные эффективные инструменты планирования и ремонта трубопроводов.

Список литературы

1. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724 (спецвыпуск). – С. 10–15.
2. Бабкин С.А. Мониторинг стресс-коррозионной дефектности магистральных газопроводов / С.А. Бабкин, Д.П. Варламов, Г.С. Корзунин и др. // Дефектоскопия. – 2012. – № 12. – С. 3–18.
3. Бабкин С.А. Анализ стресс-коррозионной дефектности по результатам многократной внутритрубной диагностики / С.А. Бабкин // Дефектоскопия. – 2013. – № 9. – С. 35–40.
4. Алимов С.В. Диагностика коррозионного растрескивания газопроводов: атлас / С.В. Алимов, И.А. Долгов, В.А. Горчаков и др. – Екатеринбург: УрО РАН, 2004. – С. 84.
5. Реформатская И.И. Влияние структурно-фазовых неоднородностей углеродистых и низколегированных трубных сталей на развитие локальных коррозионных процессов / И.И. Реформатская, В.В. Завьялов, А.И. Подобаев // Защита металлов. – 1999. – № 5. – С. 472–479.
6. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (670). – С. 52–54.
7. Рыбалко С.В. Мониторинг труб, оставленных в эксплуатации с дефектами КРН / С.В. Рыбалко, В.Г. Рыбалко // Материалы 32-го тематического семинара «Диагностика оборудования и трубопроводов КС». – 2013. – С. 2.
8. Хороших А.В. Результаты мониторинга стресс-коррозионных трещин в действующем газопроводе / А.В. Хороших, В.В. Кремлев, Ю.П. Сурков и др. // Дефектоскопия. – 1999. – № 7. – С. 33–40.

УДК 621.644.07:620.194.22

Р.В. Агинец, С.С. Гуськов, В.В. Мусонов, Р.А. Садртдинов, В.А. Лапин

Исследование геометрических параметров и особенностей расположения стресс-коррозионных повреждений на магистральных газопроводах

Ключевые слова: подземный магистральный газопровод высокого давления, коррозионное растрескивание под напряжением, анализ параметров повреждений, данные внутритрубной диагностики, геометрические характеристики повреждений.

Keywords: buried high-pressure trunk gas pipeline, stress corrosion cracking, analysis of defects' parameters, data of in-tube inspection, dimensional properties of defects.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН, стресс-коррозия), по данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, является одной из основных причин аварий на подземных магистральных газопроводах высокого давления. КРН – трудно прогнозируемое и опасное явление. Это обусловлено большим количеством факторов зарождения и роста трещин [1]. Известно, что на формирование повреждений КРН оказывают влияние механические напряжения, коррозионная среда, тип и металлургические особенности трубной стали, состояние поверхности труб, электрохимические условия [2]. Тем не менее в настоящее время причины возникновения и особенности динамики развития повреждений КРН изучены не в полной мере.

Для исследования причин возникновения и развития повреждений КРН необходима информация о параметрах реальных повреждений, развивающихся на действующих магистральных газопроводах. Данные такого рода, собранные путем обработки результатов внутритрубной диагностики (ВТД), анализировались, например, в работах [3–5]. Однако по результатам ВТД выявляется лишь небольшое количество повреждений КРН, что обусловлено их геометрическими параметрами [6]. Например, по опубликованным ранее данным [3–5], в ходе ВТД выявляется лишь от 0,1 до 4,6 повреждений КРН на 1 км обследованной трубы. В то же время известно, что при диагностическом обследовании в процессе капитального ремонта магистральных газопроводов на отдельных участках можно выявить до нескольких сотен повреждений КРН на 1 км обследованной трубы. Таким образом, значительный интерес представляет исследование особенностей расположения повреждений КРН, выявленных в ходе диагностического обследования при капитальном ремонте подземных газопроводов.

С целью установления закономерностей расположения повреждений КРН и определения их геометрических характеристик изучены параметры повреждений КРН, диагностированных при капитальном ремонте участков подземных магистральных газопроводов с наружным диаметром 1420 мм, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»: рассчитано относительное количество труб разных типов с повреждениями КРН на участках обследования; определены их геометрические характеристики; построены распределения повреждений КРН по значениям угловой ориентации, глубины, условной площади повреждения, расстояния до продольного шва для разных типов труб; проанализированы особенности расположения повреждений КРН на участках обследования. Рассмотрены шесть участков газопроводов длиной 5,3–19,3 км. Общая протяженность исследованных участков составляет 62,0 км. Проанализированы результаты диагностического обследования 5560 труб, из которых 1382 одношовных (1Ш), 3701 двухшовная (2Ш), 477 спиралешовных (СШ). Из рассмотренных 5560 труб на 4388 трубах обнаружены повреждения, в том числе на 3121 трубе – повреждения КРН. Общее количество представленных в ведомостях обследования повреждений – 16590, из них повреждений КРН – 10661. Толщина стенки t рассмотренных труб типа 1Ш лежит в диапазоне от 15,2 до 20,8 мм, превышая 17,5 мм в 15 % случаев (208 труб); средняя толщина стенки $t_{cp,1ш} = 16,5$ мм. Применительно к трубам типа 2Ш t попадает в диапазон 15,2–19,5 мм, превышая 17,5 мм в 2 % случаев (80 труб); $t_{cp,2ш} = 16,0$ мм. У труб типа СШ t изменяется от 15,4

до 16,6 мм; $t_{ср,СШ} = 16,1$ мм. В целом в 95 % рассмотренных случаев $t \leq 17,5$ мм.

Для автоматизированной обработки результатов диагностических обследований разработано оригинальное специализированное программное обеспечение (рис. 1). В качестве исходных данных в программе используются стандартные ведомости повреждений труб. Программное обеспечение позволяет рассчитывать следующие величины (отдельно для труб разных типов): общее количество труб, количество поврежденных труб, количество труб

с повреждениями КРН, общее количество повреждений КРН, минимальную, максимальную и среднюю толщины стенок труб, максимальную $c_{макс}$ и среднюю $c_{ср}$ глубины трещин, максимальную $s_{макс}$ и среднюю $s_{ср}$ условные площади повреждений КРН ($s = ab$, где a – длина дефекта; b – ширина дефекта), максимальный $v_{макс}$ и средний $v_{ср}$ условные объемы повреждений КРН ($v = sc = abc$). Кроме того, программное обеспечение позволяет получать данные для построения распределений повреждений КРН

The screenshot shows the NCRHandler software window. The main table contains columns for Marking (Маркир...), K1, K2, Type (Тип), Length (Длина, м), Wall thickness (Толщ. стен...), Seam 1 (Шов1, ч), Seam 2 (Шов2, ч), Defect (Дефект), Distance from seam (От КШ, м), Distance from weld (От ПШ, м), Angle (Угол, ч), Length (Длина, мм), Width (Ширина...), Depth (Глубин...), RD, and RT. The table lists various defects such as 'КРН', 'Задир', 'Наплавка', and 'Дефекто...'. Below the table, there is a summary section: 'Открыт файл с дефектами D:\КРН\КР для анализа\1.xls', 'Все типы труб', 'Количество и длина труб 1439', '15965.17', 'Толщина стенки 3', 'Минимум 15.20', 'Максимум 19.60', 'Среднее 16.04'.

Рис. 1. Главное окно программного обеспечения обработки результатов диагностических обследований

Геометрические характеристики повреждений КРН

	Участок 1			Участок 2			Участок 3		
	1Ш	2Ш	СШ	1Ш	2Ш	СШ	1Ш	2Ш	СШ
$c_{макс}$, мм	4,0	3,0	3,5	2,1	–	–	5,0	6,0	0,7
$c_{ср}$, мм	0,70	0,69	0,78	0,56	–	–	0,62	0,58	0,70
$s_{макс}$, м ²	1,79	11,33	1,54	44,27	–	–	7,84	14,91	0,04
$s_{ср}$, м ²	0,086	0,238	0,061	0,209	–	–	0,145	0,206	0,036
$v_{макс}$, 10 ⁻³ м ³	1,61	6,08	2,31	22,57	–	–	7,84	17,89	0,03
$v_{ср}$, 10 ⁻³ м ³	0,073	0,151	0,063	0,121	–	–	0,120	0,162	0,025
	Участок 4			Участок 5			Участок 6		
	1Ш	2Ш	СШ	1Ш	2Ш	СШ	1Ш	2Ш	СШ
$c_{макс}$, мм	1,2	3,5	–	4,0	6,6	–	4,5	4,0	0,9
$c_{ср}$, мм	0,59	0,73	–	0,81	0,84	–	0,54	0,55	0,63
$s_{макс}$, м ²	0,26	0,92	–	0,98	14,90	–	6,22	14,89	0,03
$s_{ср}$, м ²	0,047	0,053	–	0,033	0,156	–	0,128	0,308	0,020
$v_{макс}$, 10 ⁻³ м ³	0,13	0,46	–	2,45	45,96	–	13,01	37,21	0,01
$v_{ср}$, 10 ⁻³ м ³	0,027	0,038	–	0,033	0,212	–	0,119	0,300	0,012

по следующим параметрам: угловая ориентация повреждения, глубина трещин, условная площадь повреждения, расстояние до продольного шва.

Значения c , s и v могут использоваться для характеристики поврежденности участка газопровода. Результаты расчета максимальных и средних значений величин c , s и v для каждого участка обследования (отдельно для труб разных типов) представлены в таблице. Отметим, что на участке 2 имеются трубы только типа 1Ш, на участке 5 – только трубы 1Ш и 2Ш. На остальных участках присутствуют трубы всех трех типов. На участке 4 на трубах СШ повреждения КРН не обнаружены.

По всем типам труб наибольшее значение $c_{\text{макс}}$ составляет 6,6 мм (участок 5, 2Ш); $c_{\text{макс.1Ш}} = 5,0$ мм (участок 3); $c_{\text{макс.СШ}} = 3,5$ мм (участок 1). На участках 1 и 6 максимальная глубина трещин наблюдается на трубах типа 1Ш, а на участках 3–5 – на трубах типа 2Ш (см. таблицу). Значения $c_{\text{ср}}$ на участках обследования лежат в диапазоне от 0,54 (участок 6, 1Ш) до 0,84 мм (участок 5, 2Ш). Значение $c_{\text{ср}}$ на трубах СШ больше, чем на трубах других типов. В то же время не наблюдается какой-либо закономерности в соотношении значений $c_{\text{ср.1Ш}}$ и $c_{\text{ср.2Ш}}$: например, на участках 1 и 3 $c_{\text{ср.1Ш}} > c_{\text{ср.2Ш}}$, а на участках 4–6 $c_{\text{ср.1Ш}} < c_{\text{ср.2Ш}}$ (см. таблицу). Характерно, что на всех участках, где имеются

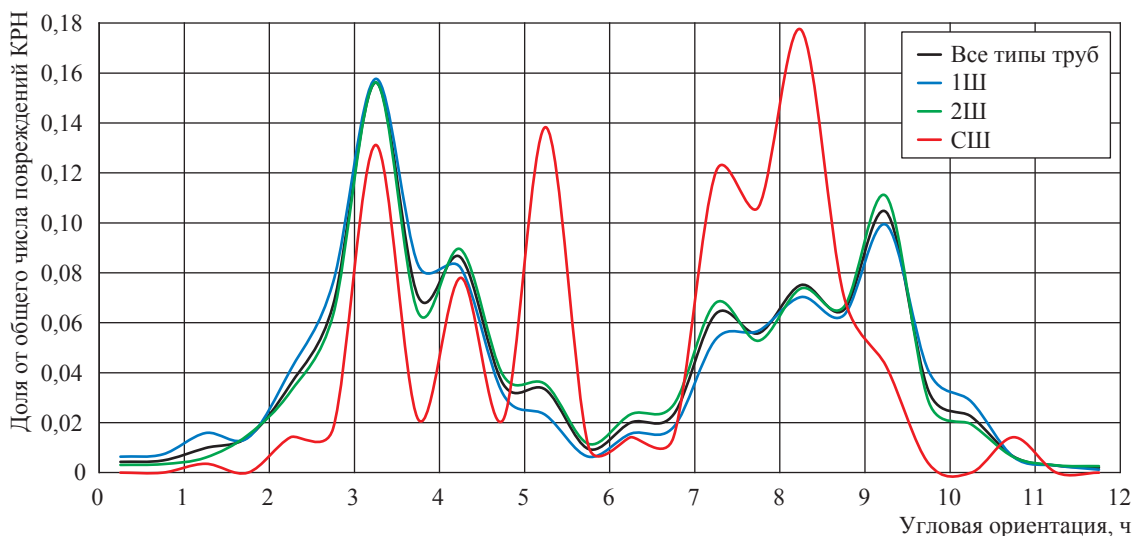


Рис. 2. Распределение повреждений КРН по значениям угловой ориентации

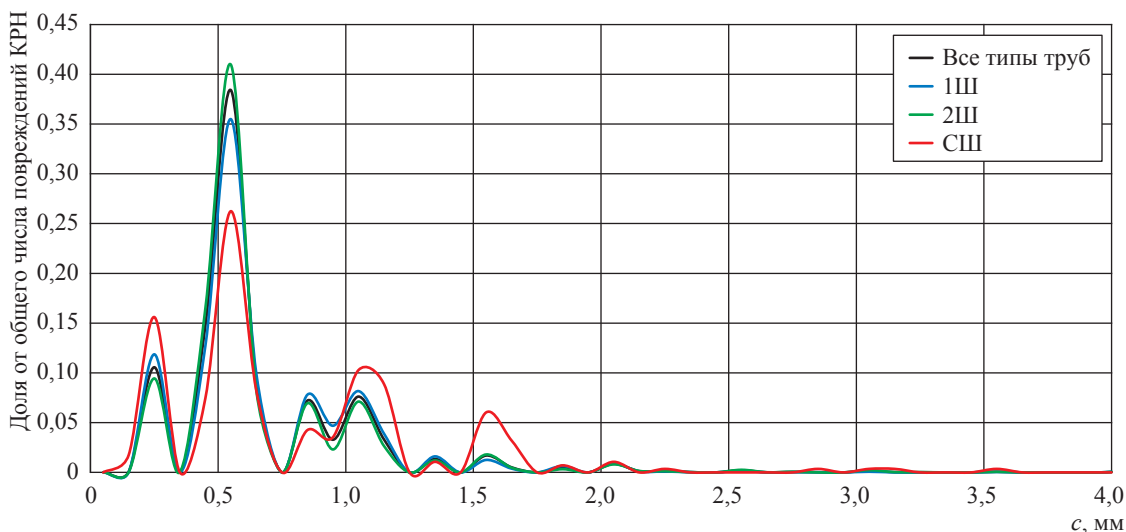


Рис. 3. Распределение повреждений КРН по значениям глубины трещин

трубы типа 1Ш и 2Ш (участки 1, 3–6), s_{\max} , $s_{\text{ср}}$, v_{\max} , $v_{\text{ср}}$ для одношовных труб меньше, чем для двухшовных.

В ходе работы построены распределения повреждений КРН по значениям угловой ориентации (рис. 2), глубины (рис. 3), условной площади повреждения (рис. 4) как для всех стресс-коррозионных поражений, выявленных на участках обследования, так и отдельно для повреждений КРН, расположенных на трубах 1Ш, 2Ш и СШ. Кроме того, для всех типов труб и отдельно для труб 1Ш и 2Ш построены распределения повреждений КРН по значениям расстояния до продольного шва (рис. 5). Анализ указанных диаграмм позволяет сделать следующие выводы. Распределения

повреждений КРН по значениям угловой ориентации для труб 1Ш и 2Ш имеют максимумы в районе 3 и 9 ч и достаточно близки друг другу. Распределение повреждений КРН по значениям угловой ориентации труб СШ имеет максимумы в районе 3, 5 и 8 ч и существенно отличается от первых двух распределений.

Около 40 % повреждений КРН для всех типов труб имеют угловую ориентацию в диапазонах 2,5–3,5 и 8,5–9,5 ч по условному циферблату; около 60 % – в диапазонах 2,0–4,0 и 8,0–10,0 ч. Угловую ориентацию в диапазонах 5,0–7,0 и 11,0–1,0 ч имеют лишь около 10 % повреждений КРН. Наибольшее количество повреждений расположено в районе 3 и 9 ч.

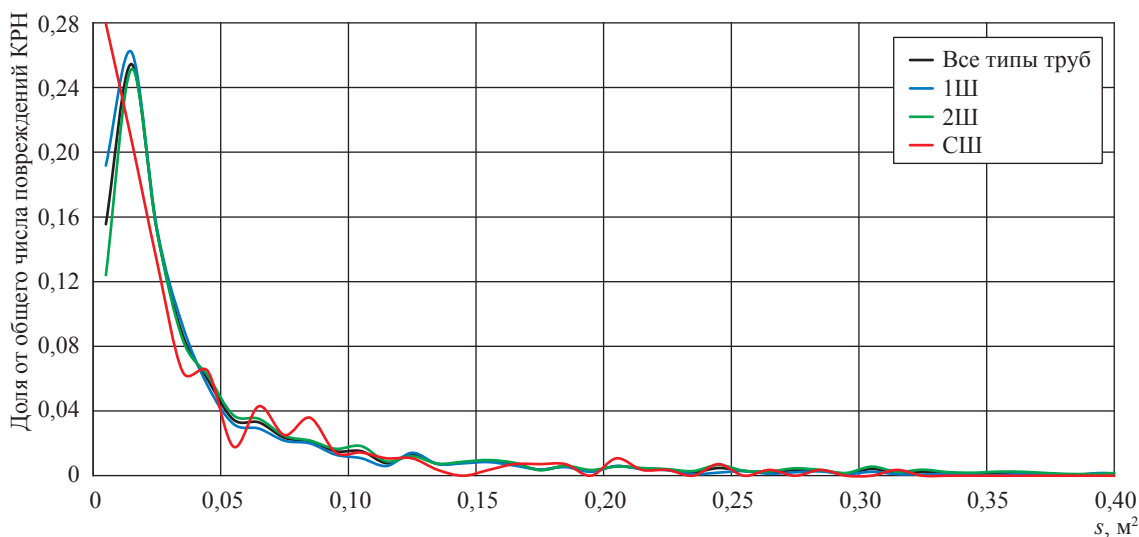


Рис. 4. Распределение повреждений КРН по значениям условной площади дефектов

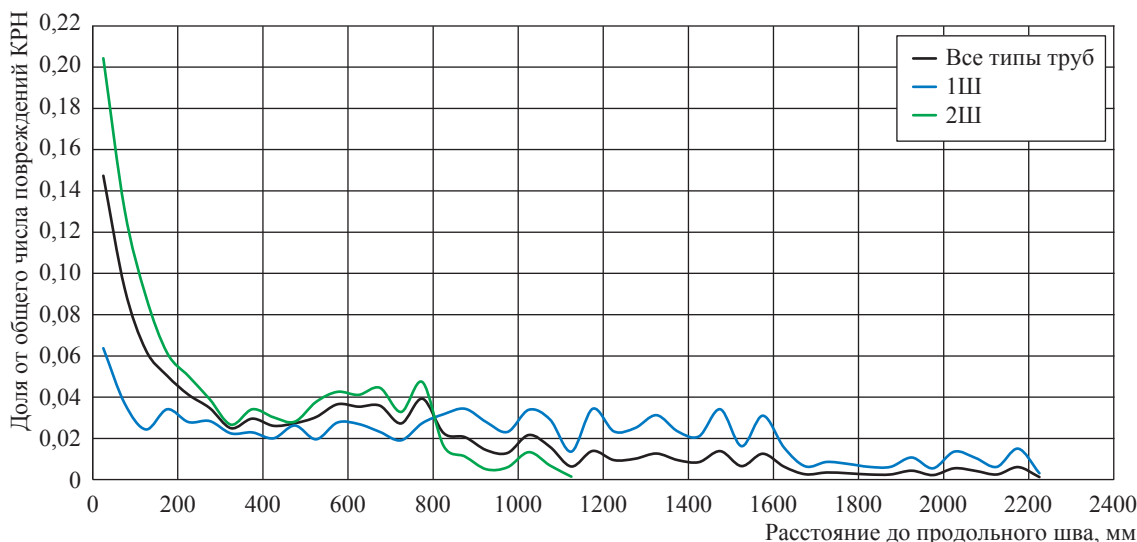


Рис. 5. Распределение повреждений КРН по значениям расстояния до продольного шва

Распределения повреждений КРН по глубине для труб всех трех типов имеют максимумы в районе 0,2; 0,5; 0,8 и 1,0 мм. Особенно ярко выражен максимум в районе 0,5 мм. Около 40 % повреждений КРН имеют глубину в диапазоне 0,5–0,6 мм; около 60% – в диапазоне 0,4–0,7 мм; для 90 % повреждений КРН глубина не превышает 1,1 мм. Максимум в районе 0,2 мм рассматривать некорректно, так как величина s находится в зоне погрешности измерений.

Распределения повреждений КРН по s для труб 1Ш и 2Ш имеет максимум в районе 0,01–0,02 м². На распределении для труб СШ такого максимума не наблюдается. Приблизительно в 40 % случаев условная площадь повреждений КРН не превышает 0,02 м²; в 65 % случаев $s \leq 0,04$ м²; для 90 % случаев $s \leq 0,17$ м².

Применительно к одношовным и двухшовным трубам распределения повреждений КРН по значениям расстояния до продольного шва различаются существенно: 48 % повреждений расположены на расстоянии не более 200 мм от продольного шва; 63 % – не более 400 мм от продольного шва. Кроме того, имеется слабо выраженный максимум в районе 750–800 мм. На распределении для одношовных труб не наблюдается достаточно выраженных характерных особенностей, кроме несколько повышенного количества повреждений КРН на расстоянии до 100 мм от продольного шва. Распределение в диапазоне 100–1600 мм близко к равномерному. На расстоянии не более 200 мм от продольного шва расположено 16 % повреждений КРН; на расстоянии не более 400 мм от продольного шва – 26 % повреждений КРН. Полученные данные свидетельствуют о том, что на двухшовных трубах повреждения КРН развиваются преимущественно в районе продольных сварных швов, что может быть связано как с наличием остаточных механических напряжений в околошовных зонах, так и с более благоприятными условиями для отслаивания изоляционного покрытия в районе продольных сварных швов. Для труб 1Ш указанная зависимость менее выражена по сравнению с трубами типа 2Ш.

* * *

Таким образом, проведенный анализ результатов диагностических обследований участков магистральных газопроводов с наружным диаметром 1420 мм и общей протяженностью 62,0 км показал, что КРН – основной тип повреждений на рассматриваемых участках газопроводов. Поражения стресс-коррозией обнаружены на 3121 трубе из рассмотренных 5560 труб. Среднее количество повреждений КРН на единицу длины газопровода на рассмотренных участках составило 172 км⁻¹.

Наибольшее значение глубины трещины на участках обследования составило 6,6 мм (двухшовные трубы). Для одношовных труб максимальная глубина трещины составила 5,0 мм; для спиралешовных – 3,5 мм. Для 90 % повреждений КРН на МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» максимальная глубина трещин не превышает 1,1 мм, что меньше 0,1 толщины стенки для всех исследованных труб и в целом согласуется со статистикой других газотранспортных обществ ПАО «Газпром» [7].

На всех участках, где имеются одношовные и двухшовные трубы, максимальные и средние значения условной площади и условного объема повреждений КРН для одношовных труб меньше, чем соответствующие значения для двухшовных труб. Этот результат свидетельствует о влиянии конструкции и технологии формовки труб на кинетику развития процессов КРН.

Распределения повреждений КРН по значениям угловой ориентации для одношовных и двухшовных труб имеют максимумы в районе 3 и 9 ч. Угловая ориентация приблизительно 60 % повреждений КРН попадает в диапазоны 2,0–4,0 и 8,0–10,0 ч. Угловую ориентацию 1,0; 5,0–7,0 и 11,0 ч имеют лишь около 10 % повреждений КРН.

На расстоянии не более 200 мм от продольного шва расположены 48 % повреждений КРН двухшовных труб и 16 % повреждений КРН одношовных труб. Таким образом, на двухшовных трубах повреждения КРН развиваются преимущественно в районе продольных сварных швов, что может быть связано с наличием повышенных остаточных механических напряжений в околошовных зонах.

Список литературы

1. Спиридович Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: автореф. дис. ... д.т.н. 25.00.19 / Е.А. Спиридович. – М., 2014. – 50 с.
2. Александров Ю.В. Разработка методологии эффективного предупреждения разрушения длительно эксплуатируемых газопроводных систем, подверженных стресс-коррозии: автореф. дис. ... д.т.н. 25.00.19 / Ю.В. Александров. – Ухта, 2013. – 43 с.
3. Долгов И.А. Оценка изменения стресс-коррозионной поврежденности по результатам повторной внутритрубной дефектоскопии / И.А. Долгов, В.А. Горчаков, Ю.П. Сурков и др. // Дефектоскопия. – 2007. – № 1. – С. 16–26.
4. Садртдинов Р.А. Особенности развития процесса КРН на участке газопровода по результатам повторной внутритрубной дефектоскопии / Р.А. Садртдинов, В.Г. Рыбалко, Д.В. Новгородов // Дефектоскопия. – 2012. – № 7. – С. 27–35.
5. Стеклов О.И. Оценка уровня пороговых напряжений коррозионного растрескивания в системе магистральных газопроводов / О.И. Стеклов, Д.П. Варламов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 3. – С. 4–9.
6. Соловей В.О. Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: автореф. дис. ... к.т.н. 25.00.19 / В.О. Соловей. – М., 2010. – 24 с.
7. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724 (спецвыпуск). – С. 10–15.

УДК 621.644.07:[620.194.22+004.8]

А.М. Мирзоев, М.С. Иващенко, А.И. Маршаков

Нейросетевая модель стресс-коррозионной поврежденности участков линейной части магистральных газопроводов

Ключевые слова: магистральный газопровод, стресс коррозия, нейросетевая модель.

Keywords: gas main, stress corrosion, connectionist pattern.

Настоящий материал можно рассматривать как логическое развитие темы, затронутой в статье «Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением»¹, авторы которой, основываясь на накопленном в ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» фактологическом материале, показали, что применение корреляционной модели стресс-коррозионной поврежденности труб позволит значительно повысить точность прогнозирования отбраковки труб с поражениями КРН в диапазоне глубин $(0,1-1,0)t$ (где t – толщина стенки трубы) по сравнению с традиционными балльно-факторными моделями, использующими исключительно результаты внутритрубного технического диагностирования и коррозионных обследований. Однако, несмотря на достигнутые результаты, по объективным причинам наименее достоверно прогнозируются трубы с незначительными стресс-коррозионными повреждениями глубиной менее $0,1t$ (точность прогноза – 65 %). Кроме того, для уточнения протяженности труб, поврежденных КРН, корреляционная модель предусматривает проведение технического диагностирования в протяженных шурфах. При этом количество труб, которое необходимо обследовать, определяется по биномиальному закону распределения и варьируется от 10 до 65 в зависимости от прогнозируемой доли поврежденных труб на оцениваемом участке магистрального газопровода (МГ), что на практике в некоторых случаях ограничивает применение такой модели.

В связи с изложенным предлагается применять технологию нейросетевого моделирования, чтобы:

- повысить точность прогнозирования труб с повреждениями КРН в диапазоне глубин трещин $0,3 \text{ мм} - 1,0t$;
- уменьшить количество требуемых дополнительных обследований МГ в шурфах.

Главное достоинство нейронных сетей – способность на основе статистических данных воспроизводить чрезвычайно сложные нелинейные зависимости, к которым, несомненно, относится влияние различных факторов (характеристики грунта, уровень кольцевых напряжений, конструкция труб, состояние защитного покрытия и т.д.) на стресс-коррозионное состояние МГ [1–4].

Построение нейросетевой модели

По результатам анализа стресс-коррозионного состояния МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» в качестве опытного участка нейросетевого моделирования выбран МГ Пунга – Вуктыл – Ухта I (0–57 км), эксплуатируемый Пунгинским ЛПУМГ. Для этого собрана следующая первичная информация: общие данные о газопроводе, а также результаты ранее выполненных электрометрических обследований, предремонтного обследования в рамках капитального ремонта 2014 г., геотехнической диагностики и специализированных измерений физико-химических характеристик грунтов на участке [5, 6]. Все исходные данные были привязаны к геопространственной основе участка (рис. 1).

¹ См. ранее с.88.

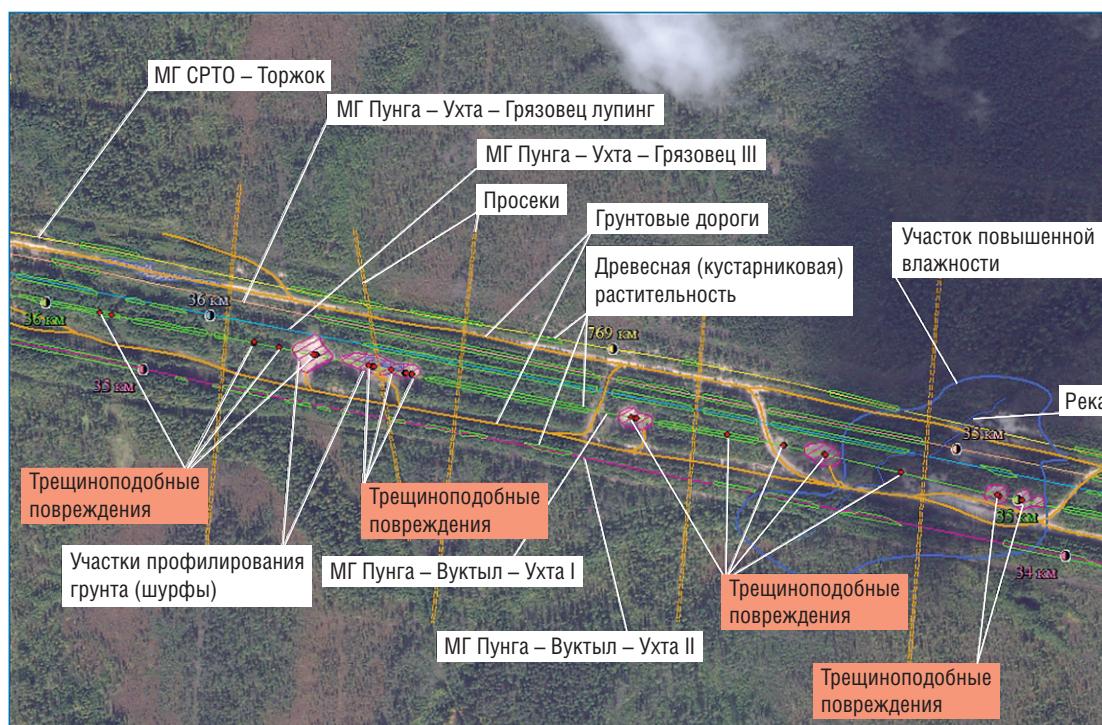


Рис. 1. Фрагмент геопространственной основы участка МГ Пунга – Вуктыл – Ухта I (34 км) в масштабе 1:4500

Построению нейросетевой модели предшествовали факторный анализ, нормализация исходных данных и их шкалирование с применением инструментария пакета Statistica 10, что исключает необходимость использования дополнительных вычислительных средств и делает анализ наглядным и понятным для пользователя. Для дальнейшего исследования по максимальным значениям были отобраны девять факторов, демонстрирующих наибольшие корреляционные связи с выходной переменной – наличием/отсутствием повреждений КРН (табл. 1).

Нейронная сеть представляла собой многослойный персептрон и содержала 10 входных нейронов, два выходных, один скрытый слой с 13 нейронами. Активационная функция нейронов скрытого слоя – сигмоидная, нейронов выходного слоя – линейная. Оптимальное число нейронов в скрытом слое подбиралось варьированием параметров обучения с использованием критерия минимума среднеквадратической ошибки. Параметры обучения подбирались по умолчанию в соответствии с настройками программы Statistica 10. Для обучения

Таблица 1

Факторы КРН, выбранные в качестве параметров нейросетевой модели

Тип фактора	Фактор	Единица измерения
Данные по грунтам	Удельное электрическое сопротивление грунта	Ом·м
	Величина pH	—
	Концентрация сульфидсодержащих соединений (S)	моль
	Концентрация карбонатсодержащих соединений (C)	моль
	Скорость проникновения водорода в сталь	мкА/см ²
	Плотность предельного тока катодного восстановления кислорода	мкА/см ²
	Плотность анодного тока растворения стали при фиксированном потенциале	мкА/см ²
Данные о трубе	Расстояние от компрессорной станции	м
Результаты геотехнической диагностики	Наличие подземных и наземных водотоков, участков в непроектном положении, уровень грунтовых вод	да/нет

нейросети выделено 368 примеров, которые были распределены в случайном порядке. В тестирующую выборку и выборку перекрестного подтверждения помещено по 55 примеров. Результаты обучения нейронной сети представлены в табл. 2.

Таким образом, общая вероятность успеха классификации участков газопроводов в отсутствие / при наличии повреждений КРН глубиной 0,3 мм – 1,0t составила $\approx 81\%$, при этом правильность классификации участков, предрасположенных к КРН, составила 81,52 %. В то же время можно отметить, что нейросеть успешно определяет участки, не предрасположенные к КРН, с вероятностью 80,43 %. При этом в 66 % случаев уровень значимости принятия решения нейросетевой моделью превышает 0,8, что свидетельствует о ее устойчивости (рис. 2).

Верификация нейросетевой модели

Для подтверждения результатов обучения построенная нейросетевая модель апробирована на данных по смежным участкам МГ Пунга – Вуктыл – Ухта I, которые не были задействованы в процессе обучения (рис. 3).

По результатам апробации установлено, что максимальная ошибка прогноза доли труб с повреждениями КРН глубиной 0,3 мм – 1,0t составила 11 %, что на 24 % ниже по сравнению с результатом прогноза по корреляционной модели. Такая высокая точность прогноза поражения труб повреждениями КРН глубиной 0,3 мм – 1,0t объясняется в том числе достоверностью использованных при построении нейросетевой модели данных, полученных по результатам предремонтного обследования, геотехнической диагностики и специализированных измерений физико-химических характеристик грунтов, которые играют существенную роль при выявлении незначительных повреждений КРН (глубиной менее 0,1t).

В целях оценки применимости нейросетевой модели на других участках МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» необходимо проводить на них дополнительные обследования в шурфах (рекомендуемое количество – 10 шурфов). При этом, если результаты технического диагностирования труб в шурфах совпадают с данными нейросетевого моделирования не менее чем в 75 % случаев, нейросетевую

Таблица 2

Матрица ошибок классификации нейросетевой модели

УЧАСТКИ:		без повреждений КРН	с повреждениями КРН	всего
количество, шт.		184	184	368
правильно классифицировано	шт.	148	150	298
	%	80,43	81,52	80,98

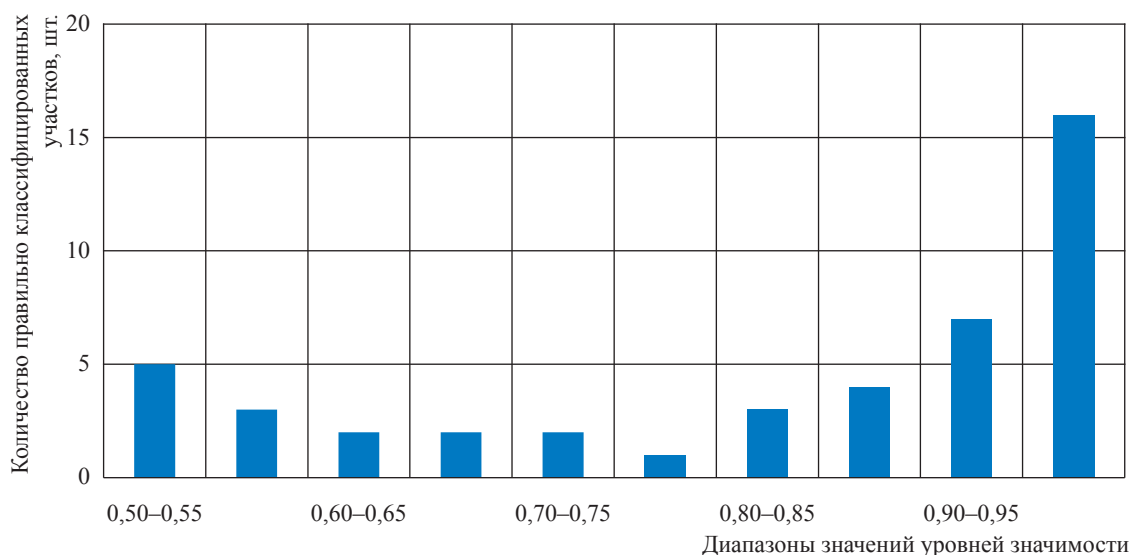


Рис. 2. Гистограмма частоты распределения уровня значимости для случаев правильной классификации

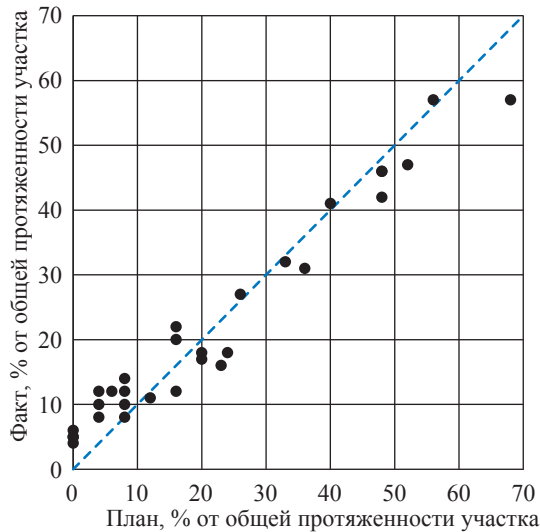


Рис. 3. Диаграмма «План / Факт» для поврежденных глубиной 0,3 мм – 1,0t, построенная по результатам апробации нейросетевой модели

модель признают адекватной и используют для расчета ожидаемого количества труб, поврежденных КРН. В противном случае ее считают непригодной для оцениваемого участка ЛЧ МГ,

а протяженность труб, поврежденных КРН (глубиной 0,3 мм – 1,0t), прогнозируют путем аналитического моделирования. Таким образом, в отличие от корреляционной модели, примененный в нейросетевой модели подход позволяет существенно оптимизировать объем диагностических работ на МГ, в особенности на участках с малой ожидаемой долей труб с повреждениями КРН.

На основе построенной нейросетевой модели разработан прототип программного комплекса для определения доли труб, поврежденных КРН, адаптированный под задачи газотранспортного предприятия и не требующий от пользователя специальных знаний в области нейросетевого моделирования (рис. 4).

Таким образом, анализ стресс-коррозионного состояния участков МГ с использованием технологии нейросетевого моделирования позволяет выявить участки с повреждениями КРН в диапазоне глубин 0,3 мм – 0,2t, что ниже порога чувствительности приборов внутритрубной диагностики согласно требованиям ГОСТ Р 55999 [7]. Это становится возможным

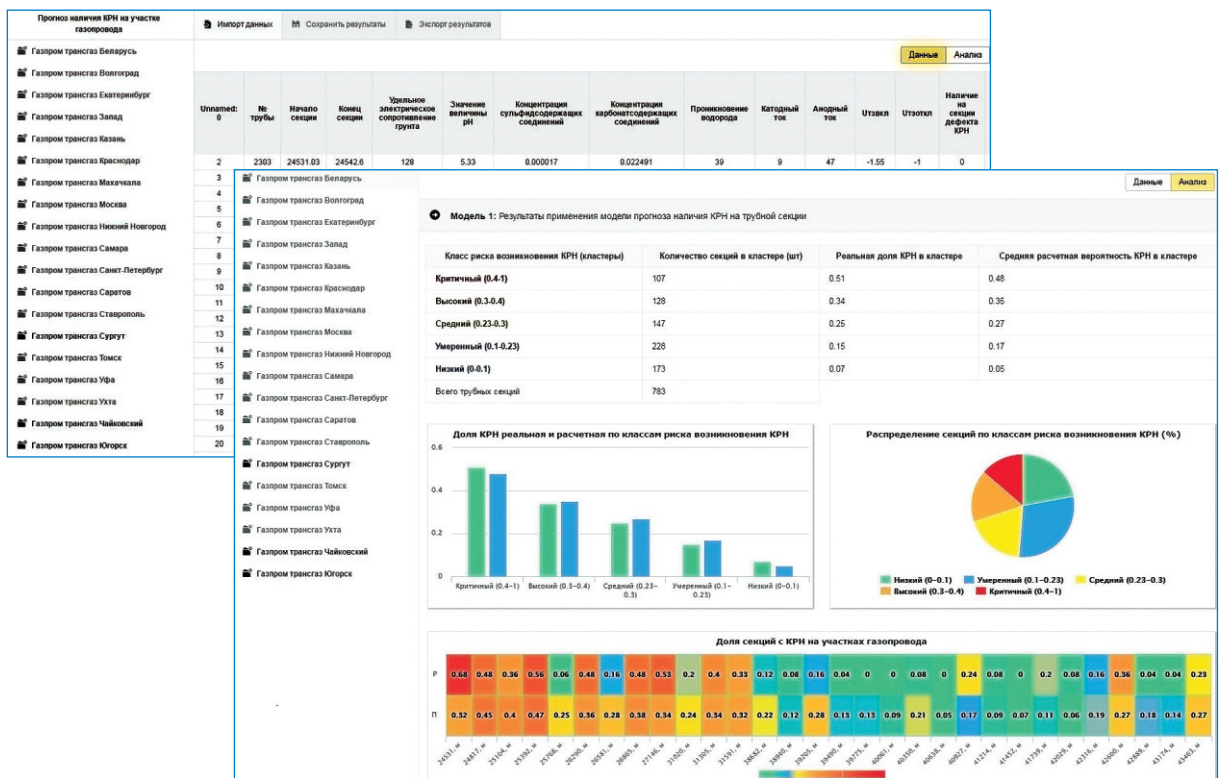


Рис. 4. Интерфейс прототипа программного комплекса для определения доли труб, поврежденных КРН, с использованием технологии нейросетевого моделирования

благодаря использованию большого массива статистических данных о пораженности труб стресс-коррозией, а также учету результатов геотехнической диагностики и специализированных измерений физико-химических характеристик грунтов.

Авторами статьи на основе анализа данных о 368 расчетных участках по девяти факторам, провоцирующим КРН, разработана нейросетевая модель, точность прогноза которой составила более 80 %, и прототип программного комплекса для оценки стресс-коррозионной поврежденности участков ЛЧ МГ с незначительными повреждениями КРН глубиной менее 0,1t.

Широкое применение разработанной нейросетевой модели требует накопления и обобщения данных о стресс-коррозионной поврежденности труб при неразрушающем контроле в рамках капитального ремонта; увеличения числа учитываемых в нейросетевой модели факторов, ответственных за процесс КРН, по данным наземных диагностических обследований и данным геоинформационных систем; а также применения в математической модели комбинации других методов машинного обучения и статистической обработки данных (градиентного бустинга, композиции через признаки, логической регрессии и др.) [8].

На основе построенной модели и прототипа авторами предлагается разработать программный комплекс, учитывающий перечисленные предложения по повышению точности прогноза и устойчивости модели.

Список литературы

1. Есиев Т.С. Использование статистических методов и ГИС-технологий для оценки стресс-коррозионного состояния объектов МГ / Т.С. Есиев, И.В. Ряховских, С.С. Машуров и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 53–56.
2. Горбатков С.А. Технология нейросетевого моделирования коррозионных процессов магистральных трубопроводов / С.А. Горбатков, Г.А. Бесхлебнова // Нейроинформатика. – 2006. – Ч. 2.
3. Куравский Л.С. Применение нейронных сетей для диагностики и прогнозирования усталостного разрушения тонкостенных конструкций / Л.С. Куравский, С.Н. Баранов // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. – 2001. – № 12.
4. Нейронные сети. STATISTICA Neural Networks: Методология и технологии современного анализа данных / под ред. В.П. Боровикова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Горячая линия – Телеком, 2008. – 392 с., ил.
5. Р Газпром 2-2.3-761-2013. Методика определения характеристик грунтов провоцирующих коррозионное растрескивание под напряжением металла на магистральных газопроводах.
6. Р Газпром 2-2.3-550-2011. Методические рекомендации по дешифрированию и аналитической обработке материалов аэрокосмической съемки для оценки технического состояния газопроводов.
7. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования.
8. Гармаш В.А. Методы передачи и обработки информации / В.А. Гармаш. – М.: Наука, 1980.

УДК 621.644.07:[620.194.22+621.3.082]

С.С. Машуров, А.М. Мирзоев, Д.Н. Запевалов

Специальное коррозионное обследование трубопроводов с использованием комбинированного метода

Значительная часть магистральных газопроводов ПАО «Газпром», возраст которых составляет более 30 лет (это около 47 % всех газопроводов), а также большинство газопроводов-отводов в силу конструктивных и других ограничений не приспособлены к проведению внутритрубного технического диагностирования. Оценка и прогнозирование технического состояния таких участков газопроводов основаны на данных наземных обследований (в первую очередь коррозионных) и обследований в шурфах, а также анализе материалов проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. В том числе при выполнении работ по экспертизе промышленной безопасности на основании этих данных принимается решение о продлении срока безопасной эксплуатации участка газопровода.

Комплексную информацию о состоянии подземного трубопровода позволяет получить технология специального коррозионного обследования, предложенная ЗАО «АМТ». Технология состоит в комбинированном применении усовершенствованных методов электро- и магнитометрии.

Методы измерения градиента напряжения постоянного тока и выносного электрода

Метод измерения градиента напряжения постоянного тока (ГНПТ, в зарубежной литературе – DCVG) изобретен и получил развитие в 1980-х гг. [1–5]. К настоящему моменту методом ГНПТ выполнено в общей сложности несколько тысяч инспекций трубопроводов по всему миру, в результате чего получен большой массив электрометрических данных, подтвержденных в контрольных шурфах. Метод ГНПТ отнесен европейской классификацией экономических видов деятельности NACE (*англ.* General Industrial Classification of Economic Activities within the European Communities) к группе методов наземного обследования трубопроводов, и его применение регламентировано стандартами API RP 574, NACE SP0207-2007 и NACE TM0109-2009.

К основным задачам ГНПТ-обследования можно отнести:

- локализацию повреждений изоляционного покрытия (ИП);
- оценку значимости (веса) повреждений ИП;
- оценку интерференции наложенных и блуждающих токов;
- определение коррозионного статуса (характера) дефекта потери металла.

Принцип измерений методом ГНПТ основан на определении градиента напряжения ΔU , наибольшее значение которого наблюдается на поверхности земли непосредственно над повреждением ИП из-за повышенной плотности тока в зоне дефекта покрытия. Чтобы отличать градиент напряжения на повреждении ИП от других ложных напряжений в грунте, вызванных случайными токами (блуждающими, теллурическими, токами в «длинной линии»), на действующую систему катодной защиты накладывается прерывистый сигнал постоянного тока с периодом длительностью 1 с (например, 0,7 с означает «включено», 0,3 с – «выключено») и амплитудой 100–1500 мВ. Измерительный сигнал ГНПТ может быть сформирован циклическим прерыванием выходного тока выпрямителя одной из установок катодной защиты (УКЗ) или временно установленного внешнего источника без нарушения работы системы катодной защиты.

Ключевые слова:
промышленная безопасность, дефектоскопия, метод измерения градиента напряжения постоянного тока, метод выносного электрода, магнитометрический метод.

Keywords:
industrial safety, flaw inspection, direct current voltage gradient survey (DCVG), remote electrode method, magnetometric method.

При выполнении обследования ГНПТ оператор передвигается вдоль оси трубопровода, размещая два медно-сульфатных электрода сравнения (МСЭС) на грунте один перед другим с интервалом менее 1 м (продольный градиент). При приближении к повреждению ИП оператор наблюдает пульсирующие показания измерительного прибора, синхронные с тактом прерывателя. Чем ближе повреждение, тем больше величина продольного градиента напряжения на повреждении ИП. Когда повреждение пройдено, показания прибора меняют знак. Нулевое значение соответствует расположению обоих МСЭС на эквипотенциальной линии. В этой точке ось повреждения ИП проходит посередине между двумя МСЭС. Далее оператор повторяет измерения градиентов напряжения в поперечном направлении (перпендикулярно оси трубопровода). Поперечный градиент измеряется между двумя МСЭС, один из которых установлен на поверхности земли над трубопроводом (*англ.* over the line, OL), а второй – на «удаленной земле» (*англ.* remote earth, RE). Как правило, поперечный градиент обозначается OL/RE [мВ]. «Удаленная земля» находится там, где два последовательных замера не отражают изменения в показаниях измерительного прибора (на практике измерения проводят

на расстоянии 10 м от оси трубопровода). Точка, в которой продольный градиент равен нулю, а поперечный градиент принимает максимальное значение, называется эпицентром повреждения ИП. Результаты измерения градиентов напряжения методом ГНПТ в продольном и поперечном направлениях представлены на рис. 1.

Метод ГНПТ предусматривает расчет значимости (веса) повреждения ИП (%IR). Величина %IR представляет собой отношение разности градиентов напряжения, измеренных в эпицентре повреждения, к расчетной разности потенциалов трубопровода (измерительному сигналу ГНПТ) в месте повреждения ИП, выраженное в процентах.

Согласно стандарту NACE TM0109-2009, измерительный сигнал ГНПТ на повреждении ИП обозначается как P/RE (*англ.* pipeline / remote earth, «труба / удаленная земля») и вычисляется интерполяцией измерений, выполненных на ближайших контрольно-измерительных приборах (КИП), по следующей формуле:

$$P/RE = S_1 + \frac{d_x \cdot (S_1 - S_2)}{d_2 - d_1}, \quad (1)$$

где S_1 – амплитуда сигнала ГНПТ, измеренная до «удаленной земли» на КИП 1, мВ; S_2 – амплитуда сигнала ГНПТ, измеренная до «удаленной

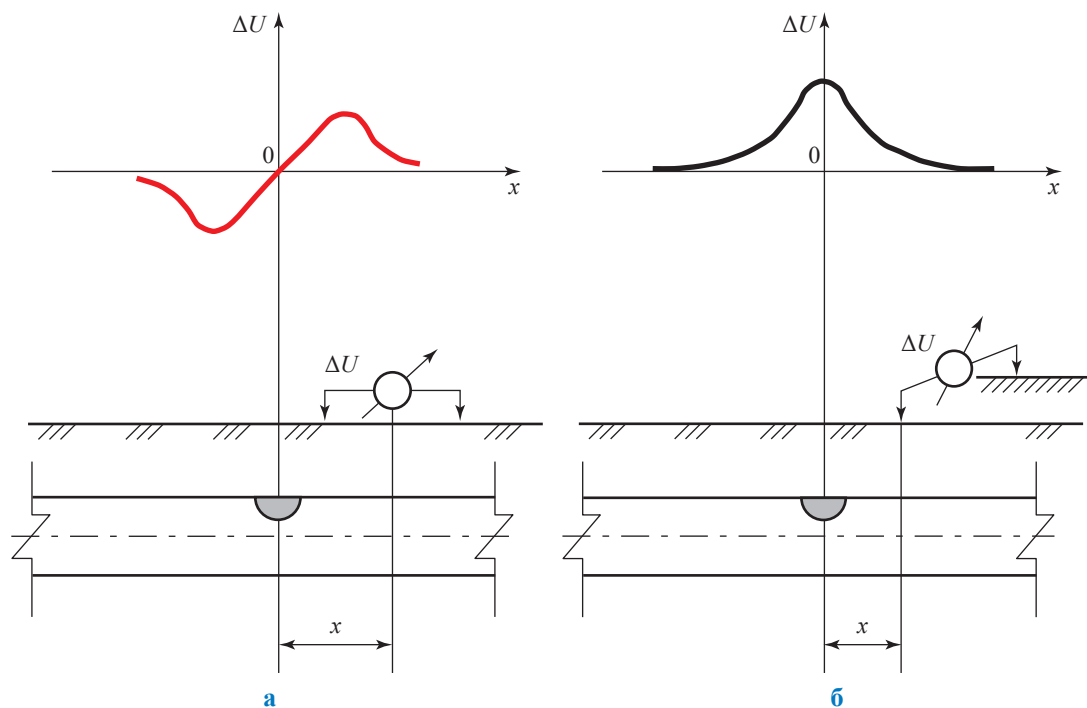


Рис. 1. Принцип обнаружения повреждения ИП трубопровода методом ГНПТ при перемещении МСЭС в продольном (а) и поперечном (б) направлениях с указанием позиции эпицентра повреждения ИП

земли» на КИП 2, мВ; d_1 – расстояние до КИП 1 (равно нулю в начале обследования), м; d_2 – расстояние до КИП 2, м; d_x – расстояние от КИП 1 до обнаруженного повреждения ИП, м.

%IR локализованного дефекта ИП выражается как процент вычисленного общего сдвига потенциала на трубопроводе в месте повреждения:

$$\%IR = \frac{OL/RE \cdot 100}{P/RE}, \quad (2)$$

где OL/RE – поперечный градиент, измеренный до «удаленной земли» в эпицентре повреждения ИП, мВ; P/RE – измерительный сигнал ГНПТ, вычисленный по формуле (1), мВ.

Повреждения ИП, как правило, классифицируют по трем категориям: к первой категории относят повреждения ИП с %IR > 35 %, требующие ремонта; ко второй категории – повреждения ИП с 16 % < %IR < 35 %, которые должны быть приняты во внимание как возможно требующие ремонта; к третьей категории – повреждения ИП с %IR ≤ 15 %, являющиеся незначительными и не требующими ремонта.

В зарубежной практике для оценки коррозионного состояния трубопроводов чаще всего обследование выполняют совместно методами ГНПТ и выносного электрода (МВЭ) [2–6]. Это дает возможность оценивать защищенность каждого выявленного повреждения ИП. Цифровое оборудование с реализацией обеих функций ГНПТ и МВЭ (рис. 2) позволяет выполнять гибридное обследование одновременно за один проход трассы трубопровода.

Магнитометрический метод

Одним из ограничений метода ГНПТ/МВЭ, как и других электрометрических методов, является невозможность выявления мест коррозионных повреждений под отслоившимся покрытием, не имеющим существенных сквозных повреждений (подпленочная коррозия). Для обнаружения такого рода повреждений комплекс специальных коррозионных обследований ЗАО «АМТ» предусматривает измерения с использованием магнитометрического метода (МТМ).

МТМ (рис. 3) основан на магнитоупругом эффекте, заключающемся в изменении намагниченности ферромагнетика под действием механических деформаций (растяжения, кручения, изгиба, остаточных напряжений и т.п.) и несплошностей (повреждений основного металла трубы и сварных соединений). Метод позволяет бесконтактным способом с вероятностью ≥ 70 % (оценена по данным 2700 контрольных шурфов) обнаруживать аномалии, связанные с повреждениями металла различной природы (потери металла по причине внешней или внутренней коррозии, трещиноподобные повреждения любой ориентации, нарушения геометрии и потери устойчивости и др.), при уровне механических напряжений 30–85 % предела текучести металла.

К преимуществам МТМ можно отнести отсутствие необходимости специальной подготовки объекта к обследованию, изменения режима его работы, возможность диагностирования трубопроводов с любым типом изоляционных покрытий и укладки (в том числе под асфальтом или железобетонным перекрытием), а также в составе конструкций в патроне типа «труба в трубе».

Применение МТМ в России осуществляется в соответствии с РД 102-008-2002 [7],



Рис. 2. Цифровой универсальный прибор Hexcorder MM производства Cathodic Technology Ltd. для выполнения ГНПТ/МВЭ-обследования

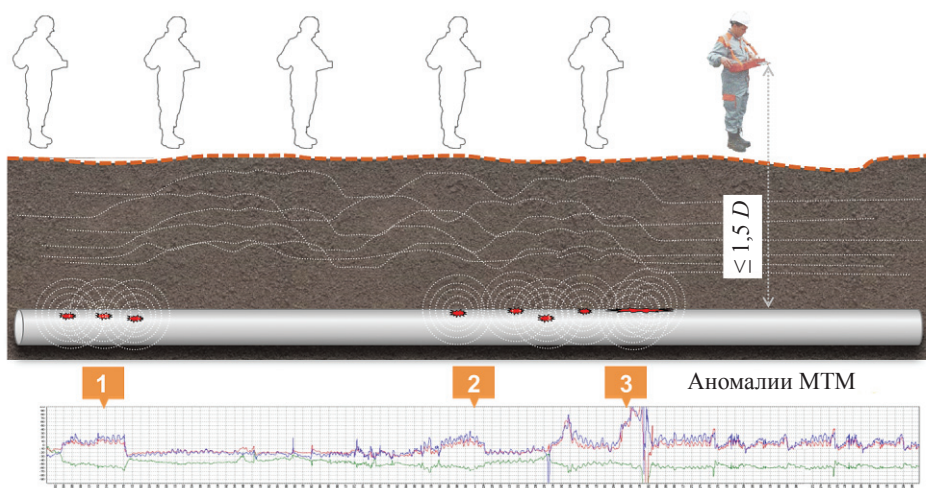


Рис. 3. Принцип магнитометрических измерений: максимальное допустимое отклонение от оси трубопровода $1,5D$, где D – диаметр трубопровода

где приводится порядок проведения бесконтактного магнитометрического обследования, установлены требования к аппаратуре и составу работ. Согласно [7], оценку выявленных повреждений осуществляют по интегральному показателю F , учитывающему протяженность магнитной аномалии S , амплитуду и форму распределения вектора напряженности магнитного поля. Показатель F отражает величину превышения зарегистрированных значений магнитного поля над фоновыми значениями, плотность пиковых значений и характер их распределения и рассчитывается по формуле:

$$F = (A + 1) e^{-ka/S}, \quad (3)$$

где A – число линий концентрации напряжения в зоне магнитной аномалии; S , м, определяется по количеству точек измерения параметров магнитного поля (шагов сканирования); k – степень концентрации напряженности в зоне концентрации напряжения; a – коэффициент, учитывающий период безаварийной работы.

$$a = \ln(P_{\text{раб}} / P_0) / (T_0 - T_3), \quad (4)$$

где $P_{\text{раб}}$ – рабочее давление в трубопроводе на момент обследования; P_0 – проектное давление; T_0 – дата обследования; T_3 – дата ввода в эксплуатацию.

В зависимости от величины F выявленные магнитные аномалии классифицируют по трем рангам (табл. 1).

Технология МТМ прошла апробацию на объектах ПАО «Газпром», АК «Транснефть», ТНК-ВР, «Лукойла» общей протяженностью более 17 тыс. км.

МТМ имеет ряд ограничений:

- ослабление сигнала при удалении от оси трубы более чем на $15D$ (см. рис. 3);
- возможные помехи, связанные с высокой остаточной намагниченностью трубы (например, после внутритрубной дефектоскопии с использованием снарядов-дефектоскопов);
- помехи от магнитных масс, находящихся вблизи трубопровода на расстоянии менее $1D$;
- необходимость проведения калибровочного шурфования (один-два шурфа).

Однако наиболее существенным ограничением технологии МТМ является снижение достоверности при уровне напряжений меньше 5 % предела текучести. Известно, что

Таблица 1

Классификация магнитных аномалий по значению интегрального показателя F

F	Ранг аномалии	Техническое состояние участка трубопровода
$0,75 \leq F \leq 1,0$	3	Хорошее
$0,45 \leq F < 0,75$	2	Допустимое
$F < 0,45$	1	Недопустимое

повреждениям с такими напряжениями соответствуют, например, питтинговая коррозия, свищи и др. Метод также имеет низкую чувствительность при напряжениях выше предела текучести – в зоне пластической деформации. Поэтому в составе специального комплексного коррозионного обследования МТМ выполняет функцию индикаторного (без количественных оценок размеров дефектов металла трубы).

Комбинированный метод ГНПТ/МВЭ/МТМ

Предлагаемая к использованию технология специального коррозионного обследования основана на комбинированном применении методов ГНПТ/МВЭ/МТМ и учитывает технические возможности каждого из них. Комбинированное обследование позволяет за один проход выполнить оценку и коррозионный прогноз состояния металла трубы, оценить напряженно-деформированное состояние, состояние ИП и защищенность средствами электрохимической защиты трубопровода.

Порядок выполнения работ по комплексному обследованию включает пять основных этапов: сбор исходных данных, комплексное наземное обследование комбинированным методом ГНПТ/МВЭ/МТМ (рис. 4), контрольное шурфование, оценку показателей надежности, разработку компенсирующих мероприятий и заключения о техническом состоянии трубопровода.

Места контрольного шурфования назначают в наиболее опасных зонах, определенных по данным комплексного наземного обследования с учетом суммарного показателя K_{Σ} , представляющего собой сумму отдельных факторов, влияющих на техническое состояние трубопровода, взятых с соответствующими весами, и вычисляемого согласно Р Газпром 2-2.3-756-2013 [8]:

$$K_{\Sigma} = \left(\sum G_i(l_i) \right) \xi_i, \quad (5)$$

где $G_i(l_i)$ – значение i -го параметра на расстоянии l_i от начала трубопровода; ξ_i – весовой коэффициент i -го параметра. Учитываемые факторы и их весовые коэффициенты приведены в табл. 2 согласно СТО Газпром 2-2.3-173 [9].

Измерения, полученные в шурфах с применением методов неразрушающего контроля, служат основой для оценки показателей надежности (текущего и прогнозного состояний трубопровода). На рис. 5 показаны типовые результаты оценки степени опасности и остаточного ресурса трубопровода с коррозионными повреждениями, выполненные в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [10], СТО Газпром 2-3.5-252-2008 [11].

В рамках обследования согласно [8] определяется комплексный показатель p , на основе

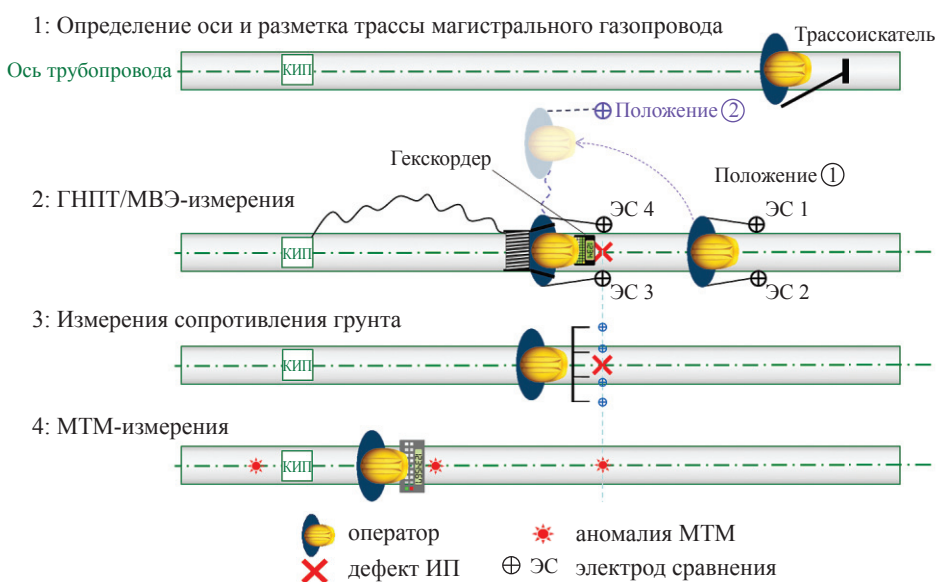
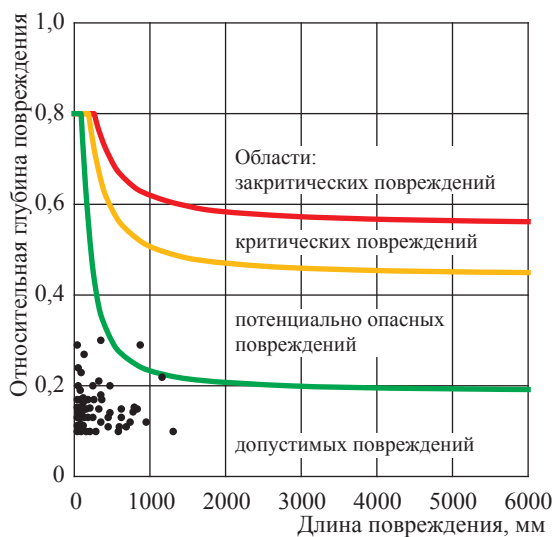


Рис. 4. Схема выполнения измерений при комплексном наземном обследовании трубопроводов комбинированным методом ГНПТ/МВЭ/МТМ диагностической бригадой из пяти человек

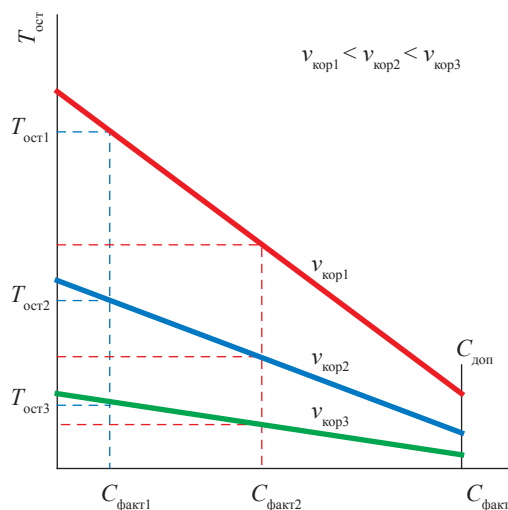
Таблица 2

Факторы, влияющие на техническое состояние трубопровода, и весовые коэффициенты для количественного учета этих факторов

Фактор	Обозначение фактора	ξ
Состояние защитного покрытия (значимость повреждений ИП)	G_n	0,25
Уровень грунтовых вод	G_y	0,15
Переменное смачивание грунтов	G_c	0,15
Напряженно-деформированное состояние	G_s	0,15
Тип грунта	G_r	0,10
Коррозионная агрессивность грунта	G_p	0,05
Состояние системы электрохимической защиты	G_3	0,15



а



б

Рис. 5. Примеры оценки (а) и прогноза (б) технического состояния трубопроводов по данным, полученным при обследовании в контрольных шурфах: $v_{кор}$ – средняя скорость коррозии, мм/год; $T_{ост}$ – величина остаточного ресурса, лет; $C_{факт}$ – фактическая глубина коррозионного повреждения, мм; $C_{дон}$ – допустимая глубина коррозионного повреждения, мм

которого принимается решение об условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода:

$$p = 1 - (1 - p_t)(1 - v_{с.с} \cdot p_{с.с})(1 - p_3) \times (1 - v_{о.т} \cdot p_{о.т}), \quad (6)$$

где p и v – показатель технического состояния и соответствующий весовой коэффициент элемента трубопровода (t – трубы и соединительные детали, $с.с$ – сварные соединения, $з$ – защитное покрытие, $о.т$ – непроеekтное положение оси трубопровода).

Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния трубопровода в зависимости от рассчитанного значения показателя p определяются в соответствии с табл. 3.

Показатель p позволяет в целом оценить техническое состояние участка трубопровода. Но даже при исправном состоянии объекта ($p \leq 0,03$) выборочный ремонт отдельных повреждений на участке может потребоваться. Такие повреждения включаются в программу компенсирующих мероприятий. Компенсирующие мероприятия разрабатываются по результатам текущей и прогнозной оценки степени опасности повреждений, выявленных в контрольных шурфах, и с учетом ГНПТ/МВЭ/МТМ-измерений (рис. 6).

По результатам комплексного обследования рассчитывается комплексный показатель технического состояния трубопровода и разрабатываются мероприятия по его дальнейшей безопасной эксплуатации.

Таблица 3

Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния участка трубопровода

Комплексный показатель	Мероприятие	Оценка технического состояния
$p \leq 0,03$	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта, не требующих остановки транспорта газа	Исправное
$0,03 < p \leq 0,06$	Выборочный ремонт с применением технологий, требующих остановки транспорта газа	Неисправное – работоспособное
$0,06 < p \leq 0,3$	Дополнительная диагностика и переизоляция участка с частичной заменой труб	Неработоспособное – ремонтпригодное
$p > 0,3$	Вывод участка трубопровода в капитальный ремонт с полной заменой труб	Предельное

		МТМ: ранг аномалии				
		1	2	3		
ГНПТ/МВЭ: %IR	70–100 %				Не защищен	ГНПТ/МВЭ: эффективность катодной защиты
	16–69 %				Частично защищен	
	0–15 %				Защищен	

■ первоочередной ремонт
 ■ плановый ремонт
 ■ мониторинг без ремонта

Рис. 6. Матрица принятия решения по данным комбинированного обследования трубопровода при формировании программы компенсирующих мероприятий

Список литературы

- Mulvany J. New pipeline coating defect surveying protection assessment / J. Mulvany // Materials performance. – 1989. – April. – P. 17–21.
- Leeds J.M. CP equipment should be surveyed along with pipe line coating / J.M. Leeds // Pipe Line and Gas Industry. – 1994. – December. – P. 36–41.
- Leeds J.M. Interaction between coatings and CP deserves basic review / J.M. Leeds // Pipe Line and Gas Industry. – 1995. – March. – P. 21–26.
- Leeds J.M. Some pipe-to-soil potential readings mislead operation / J.M. Leeds // Pipe Line and Gas Industry. – 1997. – April. – P. 55–58.
- Leeds J.M. Operators misled by mislabeled aboveground survey methods / J.M. Leeds, S.S. Leeds // Pipeline and Gas Journal. – 2004. – September. – P. 15–26.
- ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 46 с.
- РД 102-008-2002. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом. – М.: ВНИИСТ-Полиграфия, 2002. – 53 с.
- Р Газпром 2-2.3-756-2013. Диагностирование газопроводов-отводов. Основные положения. – М.: Газпром экспо, 2014. – 54 с.
- СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром экспо, 2008. – 29 с.
- СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: Газпром экспо, 2007. – 64 с.
- СТО Газпром 2-3.5-252-2008. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 106 с.

УДК 621.644.07:[620.194.22+621.865.8]

С.Ю. Ворончихин, А.А. Самокрутов, Ю.А. Седелев

Оценка технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров

Ключевые слова:

газоперекачивающая компрессорная станция, технологический трубопровод, оценка технического состояния, внутритрубная дефектоскопия, роботизированный сканер.

Keywords:

gas-pumping compressor station, process pipeline, estimation of health, in-line inspection, robotized scanner.

С увеличением сроков эксплуатации газоперекачивающих компрессорных станций (КС) техническое состояние их технологических трубопроводов (ТТ) требует разработки системы специальных мероприятий по обеспечению заданного уровня надежности, так как эксплуатация за пределами расчетного ресурса сопровождается повышением вероятности аварий, в том числе и с тяжелыми экологическими последствиями. Необходимо отметить, что значительное снижение уровня надежности эксплуатируемых трубопроводов КС прежде всего связано с развитием на поверхности основного металла деталей трубопроводов многочисленных коррозионных и стресс-коррозионных повреждений.

Важной составляющей системы управления техническим состоянием объектов КС является достоверная информация о текущем техническом состоянии эксплуатируемого объекта. Известно, что проведение обследования сложных по конфигурации элементов ТТ КС в подземном исполнении значительно затруднено ввиду отсутствия эффективных средств внутритрубной технической диагностики основного металла и сварных соединений [1]. На сегодняшний день существуют три основные программы по определению технического состояния подземных ТТ КС.

1. Программа диагностического обследования объектов КС (ДООКС), подразумевающая:

- периодические контрольные измерения (замеры толщин элементов, оценку напряженно-деформированного состояния, вибродиагностику и пр.), позволяющие либо оценить техническое состояние локального участка объекта, либо провести интегральную оценку объекта по совокупности данных косвенных оценок текущего состояния. Оба варианта не обеспечивают объективной оценки технического состояния и, соответственно, ресурса обследуемого объекта;

- наземное обследование средствами неразрушающего контроля (НК) без вскрытия ТТ КС (акустико-эмиссионный контроль, бесконтактную магнитометрию и пр.). На данный момент достоверность результатов дистанционного НК (отношение обнаруженных повреждений к общему числу имеющихся) составляет не более 50 %, что не позволяет объективно оценить ресурс обследуемого объекта по результатам только данного типа обследований;

- контрольное шурфование в целях поиска участков ТТ КС, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). Метод основан на комплексном анализе исполнительно-технической документации (ИТД) обследуемого объекта и последующем обследовании в локальных шурфах, определенных по результатам анализа ИТД. Его эффективность зависит от полноты и качества имеющейся на объектах ИТД, которая зачастую находится в неудовлетворительном состоянии.

2. Программа капитального ремонта (КР) ТТ КС: диагностическое сопровождение (ДС) ремонтных работ с применением средств НК в рамках указанной программы проводят после полнопрофильного шурфования трубопроводов, очистки от изоляционного покрытия и пескоструйной обработки поверхности труб [2]. Результаты ДС считаются наиболее достоверными в отношении определения технического состояния ТТ КС. Для реализации этой программы требуются значительные средства (финансовые, временные, ресурсные).

3. Программа внутритрубной диагностики (ВТД) ТТ КС наиболее перспективна с точки зрения оценки технического состояния объектов ТТ КС. Периодические обследования ВТД позволят перейти к обслуживанию объектов ТТ по техническому состоянию при технико-экономически обоснованном выборе компенсирующих ремонтных мероприятий, например между выборочным ремонтом дефектных элементов и сплошной заменой трубы на участке ТТ КС [3].

Особенности ВТД ТТ КС

Непосредственное использование технических средств (снарядов-дефектоскопов) ВТД, широко применяющихся для диагностики линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ), практически невозможно на ТТ КС из-за сложной пространственной конфигурации системы трубопроводов, наличия большого числа изгибов труб, подъемов, ответвлений [4]. Кроме того, снаряды-дефектоскопы для ЛЧ МГ рассчитаны на движение в потоке газа со скоростями 1–10 м/с, что невозможно реализовать на ограниченных участках ТТ КС, как правило, протяженностью 200–2000 м. Важно отметить повышенную загрязненность отдельных труднодоступных участков ТТ КС (рис. 1), что еще больше сужает перечень средств, подходящих для проведения внутритрубной технической диагностики указанных объектов. Поэтому для диагностики ТТ КС необходимо разработать специализированные сканеры-дефектоскопы (СД), способные самостоятельно передвигаться внутри трубопроводов, преодолевать криволинейные и вертикальные участки и, самое главное, нести на себе диагностическую аппаратуру, обеспечивающую получение

объективной информации о состоянии внутренней полости и геометрии ТТ КС, наличии повреждений в основном металле тела трубы и сварных швах.

Основные технические требования к транспортным модулям и дефектоскопическим характеристикам СД для ВТД ТТ КС сформулированы в нормативных документах [5, 6]. В настоящее время на рынке России и за рубежом нет технических решений, полностью удовлетворяющих этим техническим условиям и полноценно решающих задачи ВТД ТТ КС. Поэтому создание подобных устройств и технологий актуально.

Внутритрубный автономный роботизированный сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan

На основе накопленного положительного опыта в сфере диагностики ТТ КС известными методами и реализации сложных проектов, связанных с созданием комплексов НК-аппаратуры, в 2012 г. компании ООО «ЭНТЭ» и ООО «Акустические Контрольные Системы» приступили к совместной разработке технических средств и технологий внутритрубной дефектоскопии ТТ КС. С этой целью организована специализированная компания ЗАО «ИнтроСкан Технолоджи», которая к настоящему моменту разработала сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan (рис. 2), предназначенный для ВТД ТТ КС. Габаритные размеры СД составляют 400×270×260 мм при массе около 24 кг.

Основным элементом A2072 IntroScan служит компактная транспортная платформа, обеспечивающая перемещение СД внутри деталей ТТ КС (трубы, отводы, тройники, запорно-регулирующая арматура) диаметром более

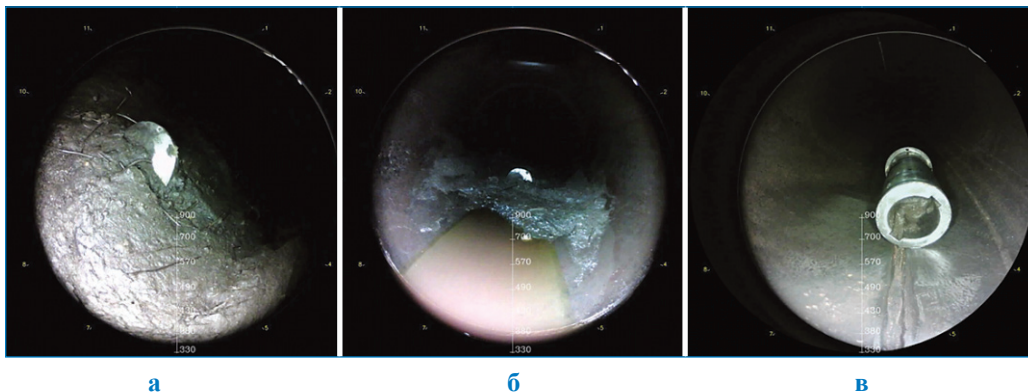


Рис. 1. Загрязнения на эксплуатируемых участках ТТ КС: а – твердые отложения; б – конденсат; в – строительный мусор

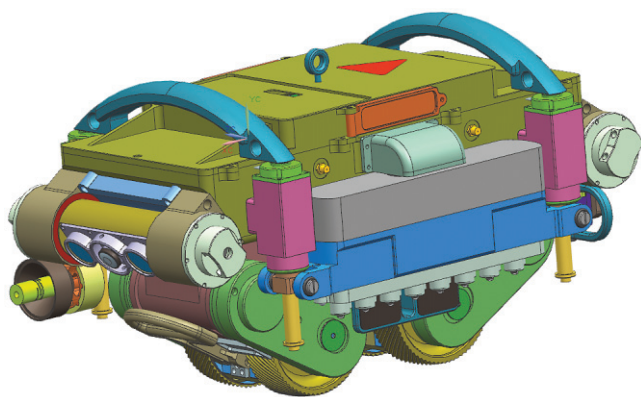


Рис. 2. Внутритрубный автономный роботизированный сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan

300 мм. Малые размеры платформы позволяют осуществлять загрузку СД во внутреннюю полость трубопровода через люки-лазы, вскрытые крышки обратных клапанов, технологические отверстия размерами 300×250 мм.

Благодаря четырем магнитным мотор-колесам (рис. 3), суммарное усилие отрыва которых превышает 120 кг, СД перемещается по горизонтальным ферромагнитным поверхностям, потолку и вертикальным стенам. В мотор-колесный модуль встроены датчики Холла, контролирующие напряженность магнитного поля контура «колесо – поверхность», что обеспечивает как регистрацию переезда стыковых сварных швов, так и предотвращение «отрыва» колеса от ферромагнитной поверхности при наезде на препятствие. Независимое управление поворотом и реверсом мотор-колес обеспечивает СД необходимую маневренность, а большой клиренс (зазор между поверхностью трубы и рамой транспортной платформы) –

преодоление препятствий типа «угол 90°», например для заезда в тройниковые отводы труб. Перечисленные транспортные и массогабаритные характеристики были заданы и реализованы с целью обеспечить загрузку СД в ТТ КС через технологические люки и свечные линии условным диаметром (D_u) ≥ 300 мм.

A2072 IntroScan использует бортовое аккумуляторное питание, рассчитанное на 10 ч автономной работы как транспортной, так и диагностической части СД. Это позволило отказаться от питающе-связного кабеля, ограничивающего максимальное удаление СД от места загрузки в ТТ КС. В процессе работы осуществляется контроль остаточной емкости батареи с целью обеспечения достаточного энергозапаса для гарантированного возврата СД к точке загрузки. Полная зарядка аккумуляторной батареи осуществляется за 30 мин, что дает возможность полноценно использовать комплекс при трехсменной работе.

Оператор управляет СД из салона специализированного автомобиля, дополнительно оснащенного необходимым диагностическим и вспомогательным оборудованием, со стационарного пульта через внутритрубный радиоканал, действующий по принципу волноводного эффекта. На борту СД размещен WiFi-модуль с антеннами, а в точке загрузки ТТ КС установлены стационарные антенны, связанные кабелем с рабочим местом оператора.

Транспортный модуль СД оснащен трехосевым датчиком наклона, что в сочетании с датчиком пути позволяет формировать трехмерную карту пройденного участка ТТ КС на компьютере оператора. Такая информация необходима для пространственной привязки результатов измерений и навигации внутри

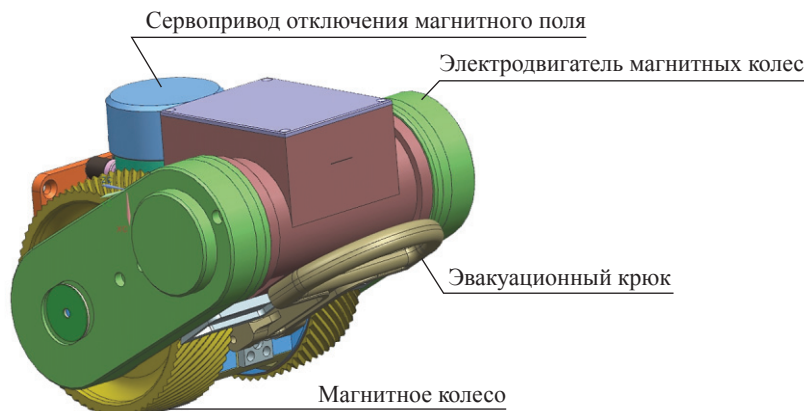


Рис. 3. Магнитный мотор-колесный модуль СД

ТТ КС при выполнении процедур сканирования. Скорость перемещения СД в транспортном режиме составляет 5 м/мин. При выполнении операций НК скорость зависит от требований используемого метода контроля. Максимальное удаление контролируемого участка от места загрузки определяется бортовым энергозапасом СД и дальностью устойчивой радиосвязи. Расчетное значение этого параметра составляет 1500 м.

Диагностические системы A2072 IntroScan

Проектирование СД A2072 IntroScan предполагало системный подход: конструкция транспортного модуля разрабатывалась в комплексе со средствами диагностики, визуального контроля и множества вспомогательных измерительных систем, необходимых для получения достоверной и полной информации о текущем техническом состоянии ТТ КС. Первичное значение при разработке подобных систем имеет выбор технологий диагностики, необходимых для обнаружения типовых повреждений. Для диагностической системы разработанного СД были выбраны методы ультразвукового и оптического НК, которые в комплексе обеспечивают возможность обнаружения повреждений общей коррозии, КРН, расслоений, дефектов

сварных швов, отклонений геометрии трубы, вмятин и гофров (таблица).

В состав модуля оптического контроля (рис. 4) входят HD-камера (матрица 5 мегапикселей, угол зрения объектива 180°), два светодиодных прожектора и привод поворота модуля в вертикальной плоскости. Скорость передачи видеoinформации с учетом пропускной способности радиоканала – до 20 кадров в секунду, что обеспечивает потенциальную производительность визуального контроля до 5 пог. м / мин. Дополнительно в модуль входят датчик концентрации метана и проекционный лазер.

На транспортной платформе размещены два идентичных оптических модуля – в передней и задней частях корпуса. Направление обзора определяется оператором. Необходимость второй камеры обусловлена возможностью реверсного перемещения сканера в трубах малого диаметра ($D_u < 500$ мм), где невозможно выполнить разворот. С помощью видеокамер осуществляются визуальный контроль внутреннего состояния ТТ КС и сварных соединений, операции управления и маневрирования. В сочетании с проекционным лазером через видеоканал выполняются измерения нестыковки кромок сварных швов и отклонений от нормы внутренней геометрии ТТ КС.

Перечень типовых повреждений, выявляемых A2072 IntroScan в ходе ВТД ТТ КС

Метод НК	Тип повреждения									
	трещина продольная	трещина поперечная	коррозия внешняя	коррозия внутренняя	повреждения в сварных швах	смещение свариваемых кромок	отслоение изоляции	уменьшение толщины стенки	нарушение геометрии трубы	засорение внутренней полости трубы
Волноводный ультразвуковой контроль (УЗ ВК) + сухой точечный контакт (СТК) с использованием антенной решетки (АР), поперечное прозвучивание (индикаторный режим, выявление повреждений глубиной от 15 % толщины стенки)	+	-	+	+	+	-	±	-	-	-
УЗ ВК + СТК АР, продольное прозвучивание (индикаторный режим, выявление повреждений глубиной от 15 % толщины стенки)	-	+	+	+	+	-	±	-	-	-
Ультразвуковой контроль с использованием цифровой фокусированной антенной решетки (УЗ ЦФА) – эхо-томография, электро-магнитный акустический контроль с использованием антенной решетки (ЭМА АР), поперечное прозвучивание (измерительный режим, выявление повреждений глубиной 5 % толщины стенки)	+	-	+	-	+	±	+	+	-	-
УЗ ЦФА, ЭМА АР, продольное прозвучивание (измерительный режим, выявление повреждений глубиной 5 % толщины стенки)	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-
Лазерно-оптическое сканирование	-	-	-	±	-	+	-	-	+	+

Согласно таблице, для контроля состояния всех элементов и деталей ТТ КС необходимо использовать два эхо-метода УЗ-контроля – низкочастотный волноводный для поиска повреждений основного металла тела трубы (индикаторный контроль) и высокочастотный томографический для дефектоскопии сварных соединений и вторичного контроля (измерительный контроль). Существенно ограничивает возможности УЗ-методов при внутритрубном контроле необходимость применения контактной жидкости для передачи упругих колебаний от пьезопреобразователя в металл и обратно. Применительно к условиям ВТД ТТ КС это означает потребность в значительном автономном запасе (до нескольких десятков литров) жидкости на борту СД, что существенно влияет на конструкцию, габариты, массу СД и технологию выполнения диагностических работ. Поэтому система низкочастотного волноводного УЗ-контроля (рис. 5) построена на базе СТК, позволяющего возбуждать и принимать УЗ-колебания в стенке трубы без

применения контактной жидкости – только за счет трения керамического преобразователя с поверхностью металла. Набор из 32 преобразователей СТК образует две антенные решетки, фазирующих в требуемом направлении и формирующих направленные УЗ-волны в стенке трубы. Диапазон рабочих частот лежит в области низких частот ультразвука 20–80 кГц. Дальность распространения УЗ-волн в стенке трубы с изоляционным покрытием составляет несколько метров. При наличии аномалии на пути распространения волны возникают эхо-сигналы, которые регистрируются той же антенной решеткой, работающей в приемном режиме. За счет эффекта волноводного распространения УЗ-волн в стенке трубы может быть обеспечен контроль всего тела трубы при перемещении СД только по линии образующей, т.е. без необходимости сканирования всей внутренней поверхности ТТ КС. Таким образом реализован поисковый (индикаторный) контроль в СД А2072 IntroScan с производительностью не менее

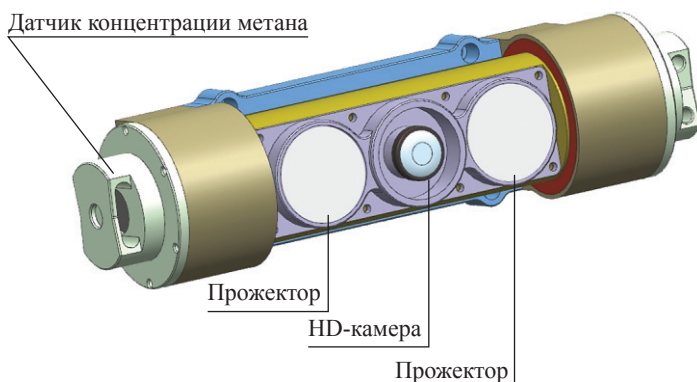


Рис. 4. Модуль оптического контроля СД

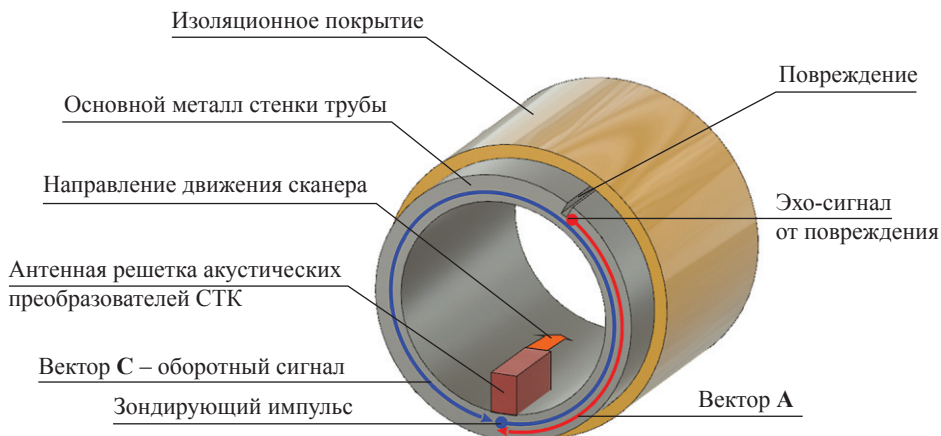


Рис. 5. Схема формирования зондирующего УЗ-импульса

0,3 пог. м / мин (рис. 6). Чувствительность этого метода позволяет обнаруживать повреждения основного металла глубиной более 15 % толщины стенки детали (см. рис. 6а). Также имеется возможность провести качественную оценку адгезии изоляционного покрытия к поверхности деталей по уровню затухания «оборотных» сигналов (см. рис. 6б).

Конструктивно модуль низкочастотного волноводного УЗ-контроля на базе СТК АР имеет размер около 180×30×500 мм (рис. 7). В рабочем режиме он с помощью сервоприводов прижимается к поверхности трубы, причем антенная решетка каждого СТК-преобразователя снабжена адаптивным индивидуальным прижимом. В процессе сканирования происходят пошаговое перемещение СД, зондирование и регистрация эхо-сигналов и передача их на пульт оператора. В транспортном режиме антенная решетка поднимается в верхнее положение для обеспечения переезда препятствий любого типа.

Работоспособность и параметры чувствительности к повреждениям технологий СТК-контроля проверялись практически и моделировались вычислительными методами (методом конечных элементов). По результатам стендовых испытаний в ООО «Газпром

ВНИИГАЗ» установлено, что чувствительность контроля волноводным методом при выявлении повреждений соответствует требованиям к диагностическим модулям «индикаторного» типа (рис. 8), согласно Временным техническим требованиям к диагностическим комплексам для внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» [6].

Задачи поиск дефектов в сварных швах, равно как и измерительного контроля – определения размеров обнаруженных повреждений, предполагается решать высокочастотным (в диапазоне 0,5–2,0 МГц) эхоимпульсным УЗ-методом. Для возбуждения и приема УЗ-колебаний в данном диапазоне частот без использования контактной жидкости целесообразно применять ЭМА-эффект. Разработка соответствующей антенной решетки для СД А2072 IntroScan в габаритах, аналогичных антенной решетке СТК, планируется на следующем этапе работы до 2017 г. На текущий момент имеются результаты вычислительных и экспериментальных исследований и лабораторные макеты СТК АР, подтверждающие работоспособность и эффективность предложенных решений.

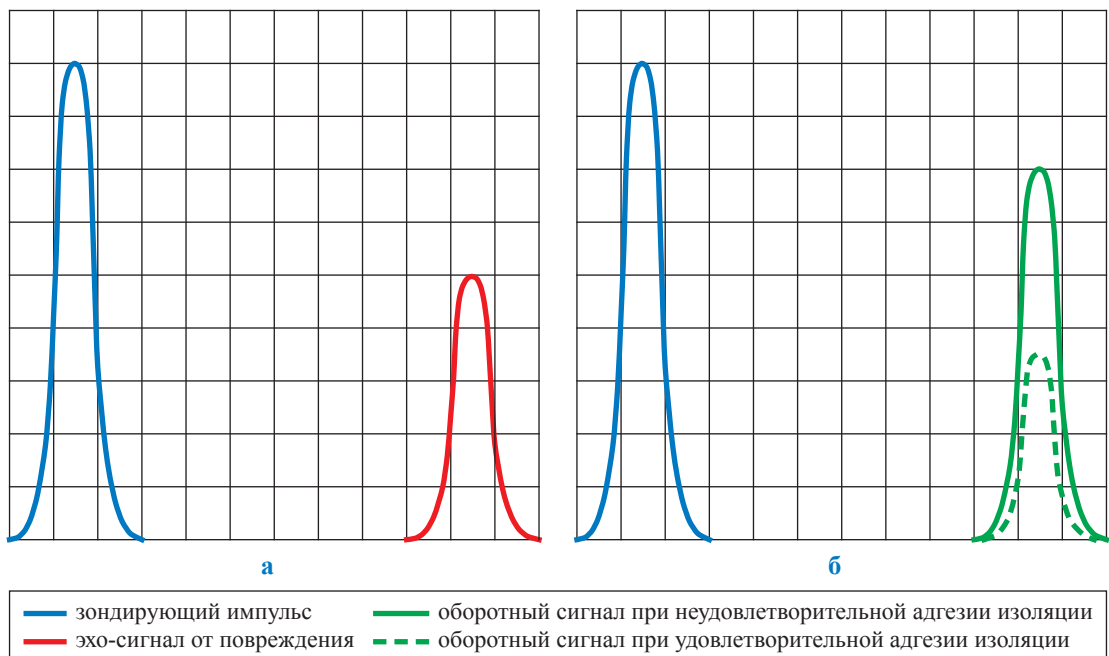


Рис. 6. Анализ результатов УЗ-контроля:

а – поиск повреждений (вектор А, см. рис. 5); б – контроль адгезии изоляции (вектор С, см. рис. 5)

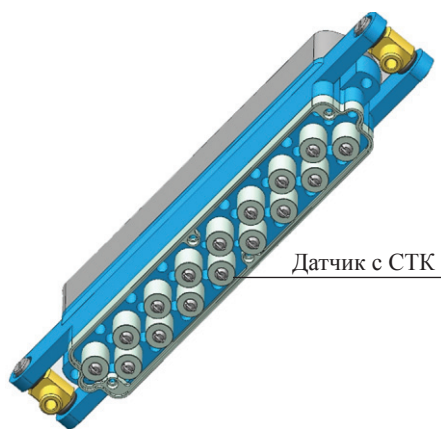


Рис. 7. Модуль низкочастотного волноводного УЗ-контроля на базе СТК AP

Особенности технологии диагностирования с использованием СД

В процессе выполнения диагностики ТТ КС с применением СД предполагаются и предусматриваются шесть типовых технологических операций и ряд возможных режимов работы измерительных систем и траекторий движения СД (рис. 9).

1. Загрузка СД во внутреннюю полость трубопровода:

- загрузка СД осуществляется оператором (вручную) через люки-лазы либо свечные линии с $D_{\text{у}} \geq 300$ мм;
- в случае проведения работ в трубопроводе, не освобожденном от транспортируемой

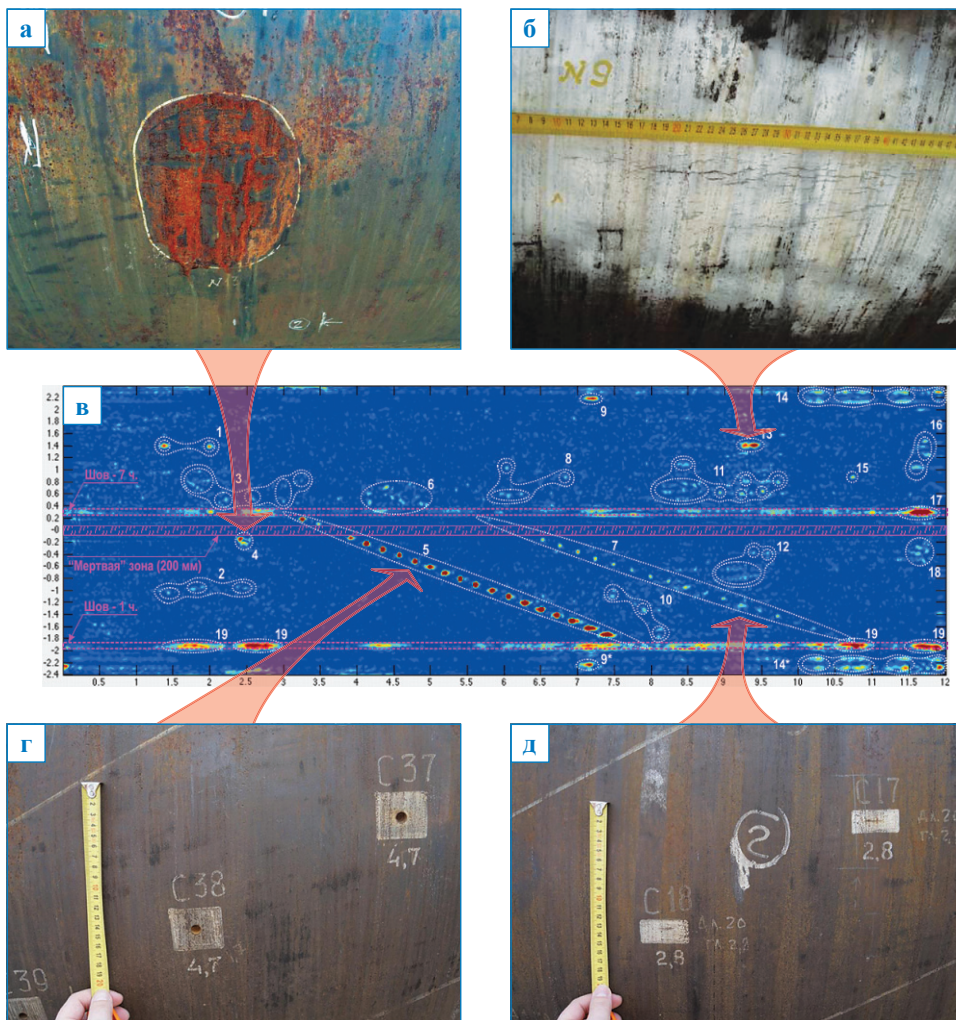


Рис. 8. Чувствительность УЗ ВК по результатам стендовых испытаний в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: а – искусственное повреждение (вышлифовка размером 200×200 мм, глубиной 4 мм); б – скопление трещиноподобных повреждений глубиной максимум 3,0 мм; в – дефектограмма (алгоритмически обработанные результаты контроля); г – зона засверловки (искусственное повреждение) диаметром 10 мм, глубиной 4,7 мм; д – зона продольных пропилов (искусственное повреждение) длиной 20 мм, глубиной 2,8 мм

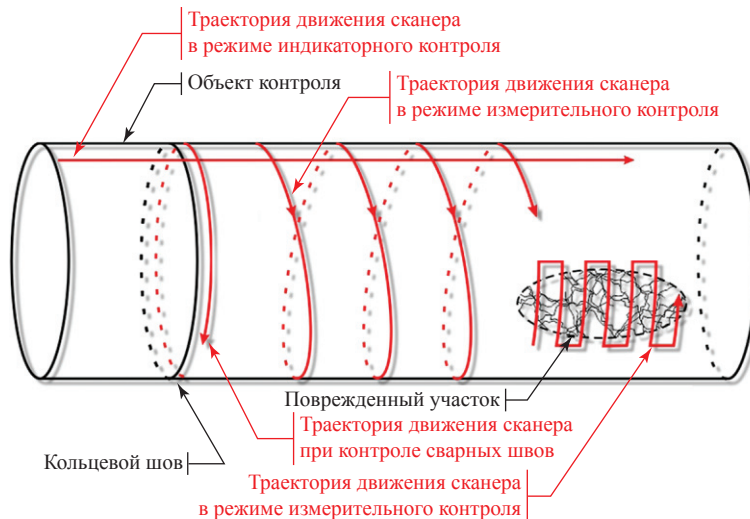


Рис. 9. Варианты траекторий движения СД по объекту контроля в различных режимах ВТД

среды, загрузка СД осуществляется через герметичную камеру.

2. *Волноводный контроль стенки трубы при поперечном прозвучивании:*

- СД перемещается на начальный участок отрезка трубы (стыковой шов) и в точку окружности, удобную для выполнения контроля;

- антенная решетка СТК-преобразователя устанавливается на поверхность трубы в стартовое положение так, чтобы ось излучения была направлена поперек оси трубы и совпадала с кольцевым швом;

- СД начинает непрерывное движение вдоль оси трубы, при этом СТК-преобразователи скользят по поверхности трубы, осуществляется периодическое кольцевое прозвучивание с шагом 25–50 мм вдоль оси трубы;

- в каждом цикле кольцевого прозвучивания формируется эхограмма, содержащая информацию о наличии или отсутствии повреждений по всей окружности в основном металле трубы в полосе шириной около 50–100 мм;

- СД перемещается до следующего стыкового шва (до совпадения оси излучения с осью кольцевого шва) и завершает цикл контроля с формированием образа развертки одной трубы.

При необходимости цикл сканирования для каждого отрезка трубы может быть повторен два-три раза при изменении положения СД на окружности трубы. Это позволит повысить чувствительность и достоверность результатов контроля за счет совместной обработки

сканограмм. Продольная скорость движения СД в режиме волноводного контроля оставляет 0,3 м/мин. С учетом средней длины одной трубы около 10 м продолжительность контроля одной трубы одним СД составит ≈ 35 мин. Производительность контроля можно повысить при увеличении числа СД и одновременном контроле разных участков трубопровода.

3. *Контроль при продольном прозвучивании:*

- СД перемещается на начальный участок отрезка трубы (рядом со стыковым швом) в стартовую точку окружности (например, соответствующую 6 ч);

- антенная решетка СТК-преобразователя устанавливается на поверхность трубы так, чтобы ось излучения была направлена вдоль оси трубы;

- СД начинает непрерывное движение по окружности, СТК-преобразователь скользит по поверхности трубы, выполняя периодическое зондирование и прием эхосигналов с шагом 25–50 мм при прозвучивании в продольном направлении;

- по завершении цикла сканирования по всей окружности шва формируются две сканограммы – тела трубы и сварного шва;

- далее СД перемещается к противоположному краю трубы, и выполняется цикл контроля той же трубы, но с противоположной стороны;

- в результате выполнения описанных процедур формируются две сканограммы продольного сканирования тела трубы, полученные с двух ее границ, и для каждого кольцевого

сварного шва – тоже две кольцевые томограммы, полученные с двух сторон шва.

4. Вторичный измерительный контроль.

В случае обнаружения поврежденных областей трубы по результатам продольного или поперечного прозвучивания может потребоваться дополнительный (вторичный) измерительный контроль с целью уточнения типов обнаруженных повреждений и их размеров. Для этого СД перемещается в точку с координатами, соответствующими координатам обнаруженного повреждения, и в томографическом режиме выполняет минимум два цикла сканирования – в продольном и поперечном направлениях.

5. Измерение геометрии трубы путем измерения смещения положения проекции лазерного луча на стенке трубы при изменении расстояния от лазера и видеокамеры до стенки трубы в различных ракурсах камеры и лазера. При этом лазер формирует кольцевую линию на внутренней поверхности стенки трубы, а с помощью видеокамеры фиксируются отклонения этой линии от идеальной окружности, что и служит искомым информацией о геометрии трубы.

6. Аварийный режим. При эксплуатации комплекса возможна ситуация выхода СД из строя внутри трубопроводной системы. При этом причины отказа техники и последствия их проявления могут быть различными. Например: разряд аккумулятора, потеря связи или управления и самопроизвольные действия СД, падение с высоты и обездвиживание, механическая поломка транспортных узлов и т.п. В этом случае предусмотрены соответствующие каждому варианту аварии технические и технологические решения для извлечения неработоспособного устройства, а именно:

- определение местонахождение неработоспособного устройства с помощью дублирующего или вспомогательного СД;
- оценка состояния аварийного СД и определение возможных вариантов его эвакуации, например: сцепка аварийного устройства со специализированным эвакуационным СД и транспортировка его к грузозачемному люку; протяжка и подсоединение троса к аварийному устройству и вытяжка его лебедкой; шурфовка участка трубы и вырезка технологического отверстия для ручного извлечения устройства;
- эвакуация СД выбранным методом и выполнение оперативного восстановительного ремонта.

Автоматизированная система управления технологическим процессом внутритрубного контроля IntroScan

В составе комплекса по ВТД разработано программное обеспечение (ПО) нескольких уровней:

1) встроенное ПО для СД, обеспечивающее функционирование всех его узлов и выполнение команд оператора в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режимах, а также реализацию всех измерительных процедур и передачу измерительной информации на пульт оператора;

2) ПО на пульте оператора для управления СД, приема, оперативной визуализации и документирования всей информации, получаемой от СД;

3) аналитическое ПО дата-центра на территории ЗАО «ИнтроСкан Технолоджи», предназначенное для хранения результатов контроля, поступающих от всех комплексов ВТД ТТ КС, сравнительного анализа состояния ТТ различных КС и формирования информационных сообщений для руководства заинтересованных подразделений ПАО «Газпром».

Автоматизированная система реализует следующие операции:

- сбор оперативных данных, получаемых при ВТД;
- формирование базы данных по обследуемому объекту (формат базы данных – открытая стандартная модель данных трубопроводных систем «Интари») с хранением полученных результатов ВТД;
- контроль состояния (основных рабочих параметров) СД при ВТД;
- построение в режиме реального времени пространственной модели обследуемых трубопроводов;
- ориентирование оператора в замкнутом пространстве при внутритрубном обследовании трубопроводов с отображением положения СД на построенной пространственной модели трубопровода;
- отображение полученных диагностических данных на построенной пространственной модели трубопровода (рис. 10).

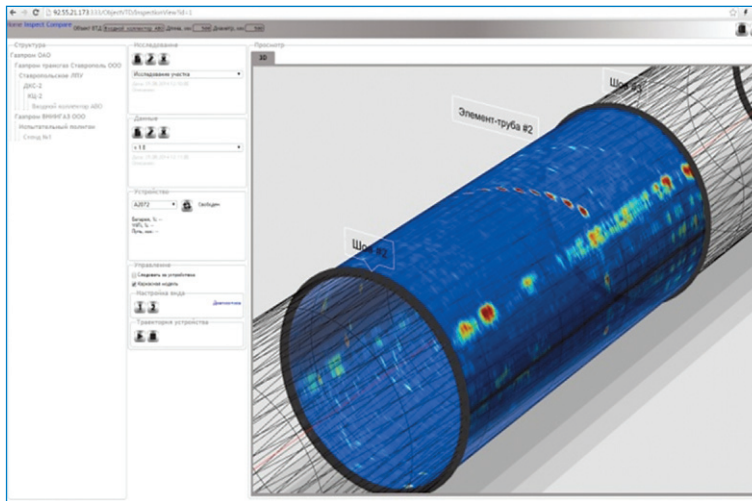


Рис. 10. Визуализация построенной 3D-модели обследованного трубопровода с данными об обнаруженных поврежденных участках

В результате исследовательских работ, выполненных ЗАО «ИнтроСкан Технологии» в ходе разработки и опытно-промышленной эксплуатации внутритрубного автономного роботизированного сканера-дефектоскопа A2072 IntroScan, получен комплекс оборудования для внутритрубной диагностики, удовлетворяющий требованиям ПАО «Газпром», а именно:

- проведению ВТД с наименьшими затратами на подготовительные работы (исключение операций шурфования, вырезки катушек, очистки внутренней полости трубопровода от загрязнений, восстановительных работ и пр.);
- обследованию всей номенклатуры деталей (трубы, отводы, тройники, переходы с Ду в диапазоне 300–1400 мм) на всех участках технологических трубопроводов КС (подключающие шлейфы, трубопроводная обвязка пылеуловителей, газоперекачивающих агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения);
- реализации ВТД с высокой производительностью – при использовании в составе комплекса ВТД четырех-шести СД осуществляется контроль всех трубопроводов КС в течение

двух-трех недель (работы планируются на период «планового останова» КС для исключения непланового «простоя» в перекачке газа);

- локализации и идентификации объемных (коррозия, механические повреждения) и плоскостных (стресс-коррозия, закаты) повреждений, в том числе в околошовных зонах сварных соединений;
- высокой степени роботизации процессов ВТД (автоматизация прохождения трубопроводов сложной конфигурации, контроля качества процесса обследования и расшифровки результатов позволяет исключить «человеческий» фактор при проведении инспекции и обеспечивает высокую степень повторяемости результатов при повторном обследовании объекта);
- высокой степени информативности, детализации и визуализации отчетных материалов. Наличие 3D-модели обследуемого трубопровода позволяет в кратчайшие сроки принять обоснованные решения о дальнейшей эксплуатации объекта КС и сократить затраты на регламентные работы по ремонту основных фондов КС.

Список литературы

1. Середенок В.А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В.А. Середенок, М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 22.
2. Сидорочев М.Е. Формирование долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии / М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин, И.В. Ряховских и др. // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 16.
3. Временная инструкция по планированию диагностических обследований и ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций / утв. 24.05.2016.
4. Ворончихин С.Ю. Внутритрубный контроль технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров // Сайт ЗАО «ИнтроСкан Технолоджи». – <http://introscan.ru/technology.html> (дата обращения 01.08.2016).
5. СТО Газпром 2-2.3-066-2006. Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».
6. Временные технические требования к диагностическим комплексам для внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром».

УДК 621.644.07:[620.194.22+004.942]

С.Н. Куимов, С.В. Баусов, А.И. Истомина, Т.К. Коростелёва, В.В. Подольская

Информационно-аналитическое сопровождение процессов управления техническим состоянием газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

С целью внедрения комплексного подхода к формированию программ технической диагностики (ТД) и ремонта (Р) в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» проводится совершенствование Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ) объектов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) и технологических трубопроводов компрессорных станций (ТТ КС). Совершенствование процессов СУТСЦ осуществляется на основе руководящих [1, 2] и методических [3, 4] нормативных документов ПАО «Газпром».

На рис. 1 представлена организационная схема внедрения методологии СУТСЦ в существующий в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» процесс управления техническим состоянием (ТС) ЛЧ МГ и ТТ КС. Для хранения информации, получаемой и обрабатываемой на различных этапах реализации данной схемы, создана специализированная база данных (рис. 2), структурированная:

- по группам данных (паспортные, пространственные, диагностические, данные о рекомендуемых, запланированных и реализованных управляющих воздействиях);
- типам рассматриваемых объектов (газопровод и его элементы, защитные покрытия, система электрохимической защиты (ЭХЗ), природно-технические условия эксплуатации, участки повышенной опасности).

При внедрении СУТСЦ на **газопроводах, подверженных КРН**, возникают следующие **проблемы**:

- величины интегральных показателей ТС, рассчитанные согласно нормативным документам [5–8], не обеспечивают адекватной оценки ТС газопроводов, подверженных КРН, по причинам:
 - недостаточной степени надежности выявления и идентификации различных типов трещиноподобных повреждений внутритрубной диагностикой (не обнаруживаются повреждения КРН в виде нераскрытых трещин глубиной до 3 мм, трещины напряжения с характерной морфологией «елочка», трещины различной ориентации в зоне сплавления продольного шва);
 - недостаточной достоверности прогнозирующих технологий, изложенных в стандартах [9, 10], для выявления потенциально опасных участков КРН и определения их границ;
- нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте [3, 4], не учитывают отсутствия информации о фактической степени поврежденности газопроводов КРН.

Для **решения обозначенных проблем** в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» выполняется комплекс работ по оптимизации процессов диагностики, оценки ТС и выбора управляющих воздействий. Целью оптимизации является построение данных процессов, реализующее минимальные суммарные затраты за счет разработки программ диагностики и ремонта, адекватных степени поврежденности КРН, сокращения срока их формирования, обеспечения соответствия планируемых показателей

Ключевые слова: система управления техническим состоянием и целостностью объектов линейной части магистральных газопроводов, специализированная база данных, автоматизированная система оценки технического состояния и планирования ремонта газопроводов, информационная модель пространственного прогноза.

Keywords: Technical Condition and Integrity Control System for gas mains linear parts, specialized data base, computerized system for assessment of technical conditions and planning of repairs for gas pipelines, informational model for spatial forecasting.

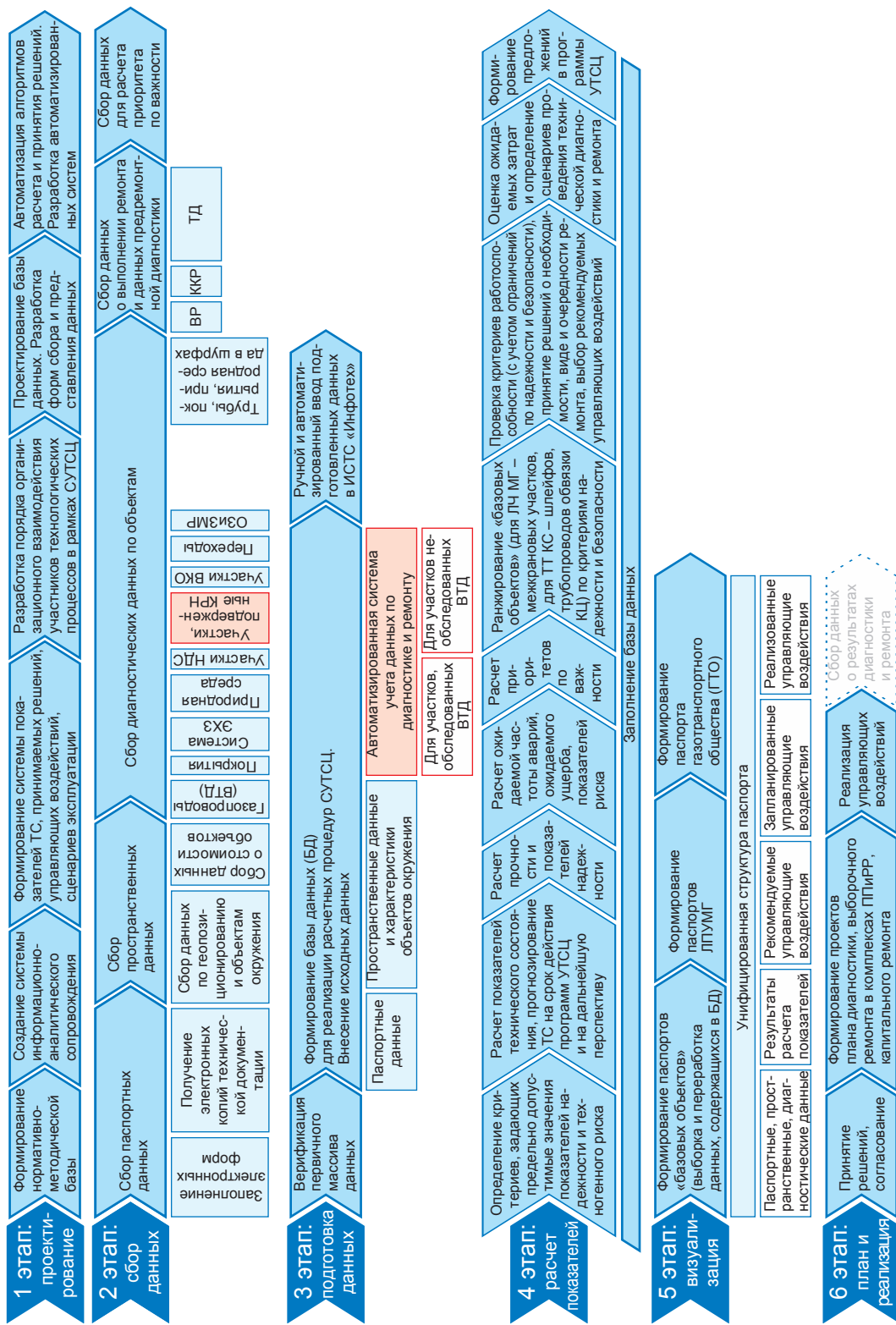


Рис. 1. Общая схема внедрения методологии СУТЦ на объектах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»: ВТД – внутритрубная диагностика; НДС – напряженно-деформированное состояние; КРН – коррозионное растрескивание под напряжением; ВКО – высокая коррозионная опасность; ОЗиЗМР – охранные зоны и зоны минимальных расстояний; ИСТС – информационная система контроля технического состояния объектов; УТСЦ – управление техническим состоянием и целостностью; КЦ – компрессорный цех; ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов; ППИР – планово-профилактические и ремонтные работы; VR – выборочный ремонт; ККР – критерий капитального ремонта

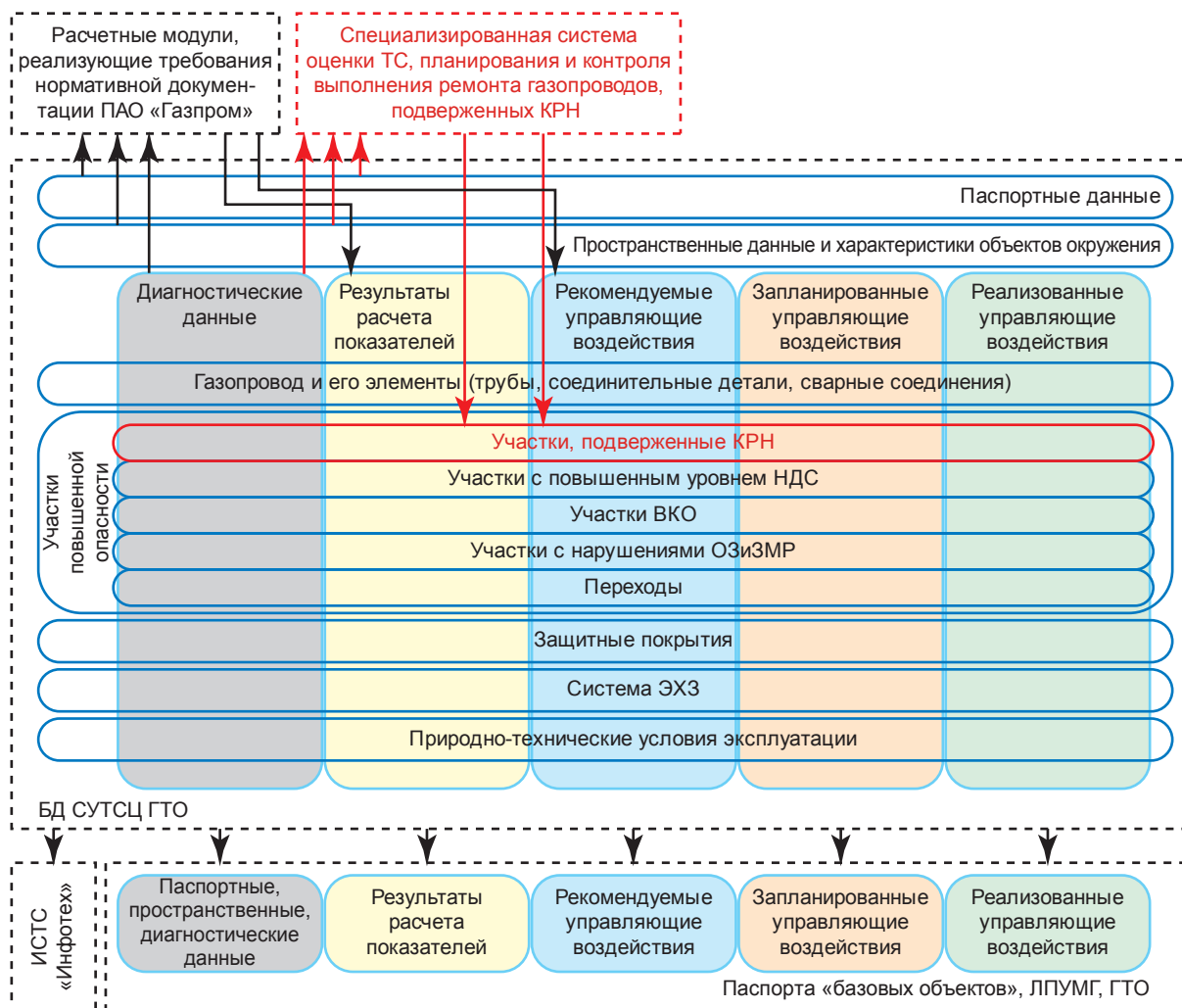


Рис. 2. Организация хранения, обработки и представления данных о техническом состоянии объектов и управляющих воздействиях

ремонта фактическим. Комплекс работ по оптимизации выполняется по следующим направлениям:

- оптимизация процессов диагностики:
 - разработка технических требований и организация создания специализированных средств ВТД для выявления КРН, разработка методик и оценка качества функционирования внутритрубных дефектоскопов;
 - создание геоинформационных технологий, предназначенных для выделения и ранжирования потенциально опасных участков с различными типами повреждений (КРН, «подпленочная» коррозия в окислительных и в восстановительных условиях);
 - разработка технических требований и организация полевого и стационарного аналитического контроля окружающей среды для

создания рациональных комплексов технического диагностирования и прогнозирования появления и развития различных типов повреждений;

- разработка детального Регламента технологических и экспертно-аналитических процессов диагностики КРН и коррозии в различных условиях эксплуатации, оценки технического состояния и планирования ремонта;
- разработка технических требований и организация полигона для отработки новых методов и средств диагностики и защиты от КРН на базе выведенного из эксплуатации участка газопровода Комсомольское – Челябинск;

- оптимизация процессов оценки ТС и выбора управляющих воздействий: разработка специализированной информационно-аналитической системы, предназначенной для

оценки ТС и поддержки принятия решений при планировании диагностики и ремонта газопроводов, подверженных КРН.

Процесс создания **автоматизированной системы оценки ТС и планирования ремонта** газопроводов, подверженных КРН, предусматривает четыре этапа работ.

На первом этапе:

- выполнены построение, формализация, совершенствование природно-технических моделей-эталонов опасных ситуаций (КРН, коррозии различного типа, НДС);
- выбраны оптимальные группы факторов, единичные и интегральные показатели, набор геоинформационных карт, в совокупности идентифицирующие и количественно характеризующие опасные ситуации;
- определены правила оценки ситуаций на соответствие моделям-эталонам;
- выполнено структурирование показателей по технологическим и информационно-аналитическим процессам, сформированы рациональные комплексы методов измерения показателей, рациональные алгоритмы обработки и анализа результатов измерений.

На этой основе разработаны **Регламент** технологических процессов диагностики КРН и специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта.

На втором этапе построена информационная модель автоматизации планирования ремонта по данным ВТД, инструментальной наземной диагностики с использованием информации о местоположении и протяженности участков с наличием природно-технических условий для развития КРН, разработано программное обеспечение на основе данной модели [11].

На третьем и четвертом этапах предусматриваются создание информационной модели и прикладного программного обеспечения для автоматизированного выделения потенциально опасных участков (ПОУ) развития КРН, разработка полностью автоматизированной системы планирования ремонта.

Общая экспертно-аналитическая схема оценки ТС, выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту, назначения сценариев дальнейшей эксплуатации газопроводов, подверженных КРН, предусматривает следующую последовательность действий (рис. 3):

- дифференциацию территории трассы и газопроводов по комплексу показателей-признаков:

- на однородные участки (кластеры);
- типичные репрезентативные однородные участки;
- ПОУ с различным вероятным типом повреждения (КРН, коррозия, повышенный уровень напряжений);
- определение показателей ТС элементов газопровода по данным инструментальной наземной диагностики, распределение выявленных аномальных элементов по рангам опасности;
- совмещение в таблицах, на развертках труб и на карте-схеме результатов ВТД, инструментальной наземной диагностики и вышечеречисленных участков территории, дифференциация аномалий, выявленных ВТД и наземной диагностикой, по вероятным типам повреждений (КРН, трещины напряжения, трещиноподобные дефекты проката, коррозия), переработка диагностической информации с учетом вероятного типа повреждений;
- автоматизированный расчет показателей ТС элементов газопровода, определение сроков обследования в шурфах и сроков ремонта по результатам ВТД и наземной диагностики либо по данным ТД в протяженных шурфах, вскрываемых на типичных репрезентативных однородных участках и на ПОУ различного типа (КРН, коррозия, НДС), при отсутствии возможности ВТД;
- выбор способа и срока ремонта каждого элемента газопровода;
- для газопроводов, где невозможно проведение ВТД, экстраполяцию результатов расчета показателей ТС и выбора способов ремонта элементов в протяженных шурфах, вскрытых на типичных участках и ПОУ, на однородные участки остальной территории;
- объединение элементов с одинаковым способом ремонта с формированием локальных участков (длиной < 500 м), расчет показателей ТС и сроков ППиРР;
- последовательная генерализация локальных участков с формированием протяженных участков (длиной ≥ 500 м), расчет и прогнозирование показателей ТС, выбор способов и сроков ремонта протяженных участков и «базовых объектов» (межкрановых участков, шлейфов и трубопроводов обвязки КЦ);
- выбор технологии ремонта протяженных участков и «базовых объектов» на основании расчета интегрального показателя комплексного ремонта [11] и отдельных показателей ремонта:

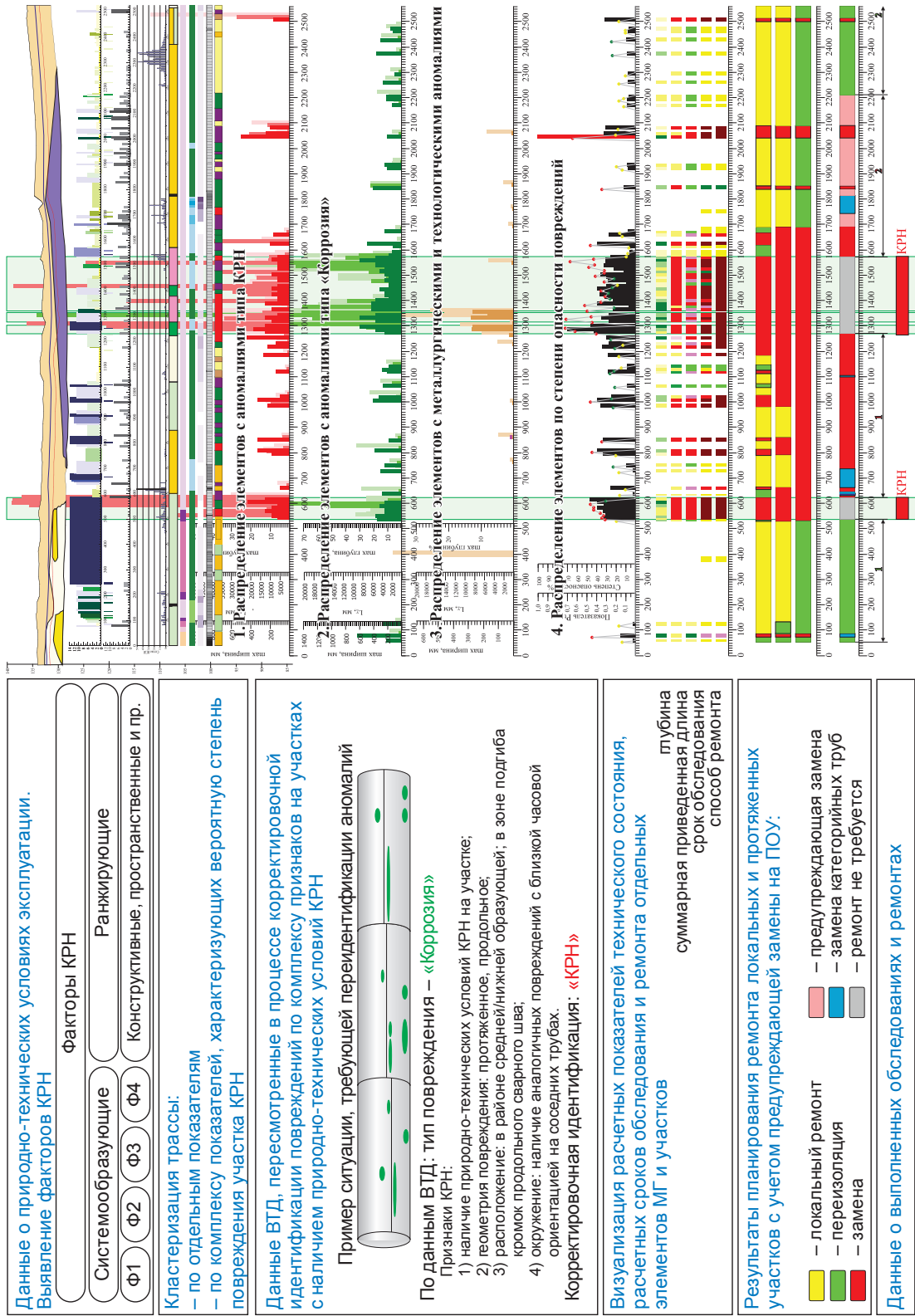


Рис. 3. Реализация общей экспертно-аналитической схемы оценки ТС и выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту газопроводов, подверженных КРН: системообразующие факторы КРН см. далее

- суммарной протяженности элементов, подлежащих замене;
- суммарной протяженности элементов, подлежащих переизоляции, %;
- минимального срока ремонта после проведения ВТД;
- расчет прочности, показателей надежности, ожидаемой частоты аварий, ожидаемого ущерба и показателей риска с учетом прогнозируемого количества труб с дефектами КРН на ПОУ;
- расчет приоритетов по важности;
- выбор управляющих воздействий;
- определение сценариев дальнейшей эксплуатации.

Выделение участков с наличием природно-технических условий КРН основано на пространственном совпадении четырех системообразующих факторов КРН:

1) определенного типа покрытий (Ф1, см. рис. 3):

- ленточного покрытия трассового нанесения с бутил-каучуковым клеевым слоем (например, типа «Поликен 980-25», НИТТО-56) в глинистом и песчаном грунтах;
- битумного покрытия при определенном соотношении кальцитного и глинистого грунтов;

2) увлажнения газопровода с обеспечением восстановительной обстановки под покрытием (Ф2, см. рис. 3);

3) определенного литологического, минералогического, химического составов грунта (Ф3, см. рис. 3);

4) деструкции бутил-каучукового клеевого слоя ленточного покрытия в результате жизнедеятельности железовосстанавливающих, денитрифицирующих и сульфатредуцирующих бактерий, приводящей к образованию биогенного углекислого газа (с избыточным давлением) под покрытием и формированию защитных конверсионных пленок на основе эпитаксиального $FeCO_3$ (Ф4, см. рис. 3).

Процесс выделения ПОУ КРН предусматривает поэтапную оценку показателей природно-технических условий эксплуатации на соответствие показателям моделей-эталонов ситуаций КРН (рис. 4). Для его автоматизации строится **информационная модель пространственного прогноза**, предусматривающая:

- формализацию причинно-следственной модели КРН в виде схемы кластеризации трассы газопроводов и набора логических правил;

- создание выборки прецедентов:
 - моделей-эталонов ситуаций КРН;
 - значений прогнозируемых величин КРН;
 - значений признаков прогноза;
- формализацию гипотез о прогнозирующей функции:
 - определение правил прогноза по выборке прецедентов-эталонов;
 - определение характера зависимости прогнозируемых величин от комплекса показателей, выбор вида прогнозирующей функции;
- создание индикационных моделей:
 - нормирование, выбор числовых и цветовых градаций для интервалов показателей-признаков по степени ухудшения ситуации, генерирование раstra для группировки территориальных единиц в кластеры;
 - составление легенды для индикационной карты-схемы, отражающей причинно-следственную модель КРН;
 - кластеризацию трассы газопроводов по отдельным показателям и комплексу показателей-признаков, выделение участков с наличием природно-технических условий КРН;
- картографический анализ, анализ по аналогии с прецедентом, ранжирование по степени близости к прецедентам – обобщенным моделям-эталонам ситуаций КРН.

Информационная модель автоматизированной оценки ТС и выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту предусматривает:

- иерархическое структурирование газопроводов;
- систему показателей для оценки ТС и выбора решений о ремонте, дифференцированную по уровням структурной иерархии;
- критериальные значения показателей;
- набор вариантов принимаемых решений о ремонте труб и покрытий;
- набор вариантов управляющих воздействий;
- набор вариантов сценариев эксплуатации;
- алгоритмы расчета показателей ТС и выбора вариантов решений;
- правила объединения повреждений в группы по признаку взаимодействия друг с другом;
- правила формирования локальных и протяженных участков по способу ремонта элементов трубопровода;

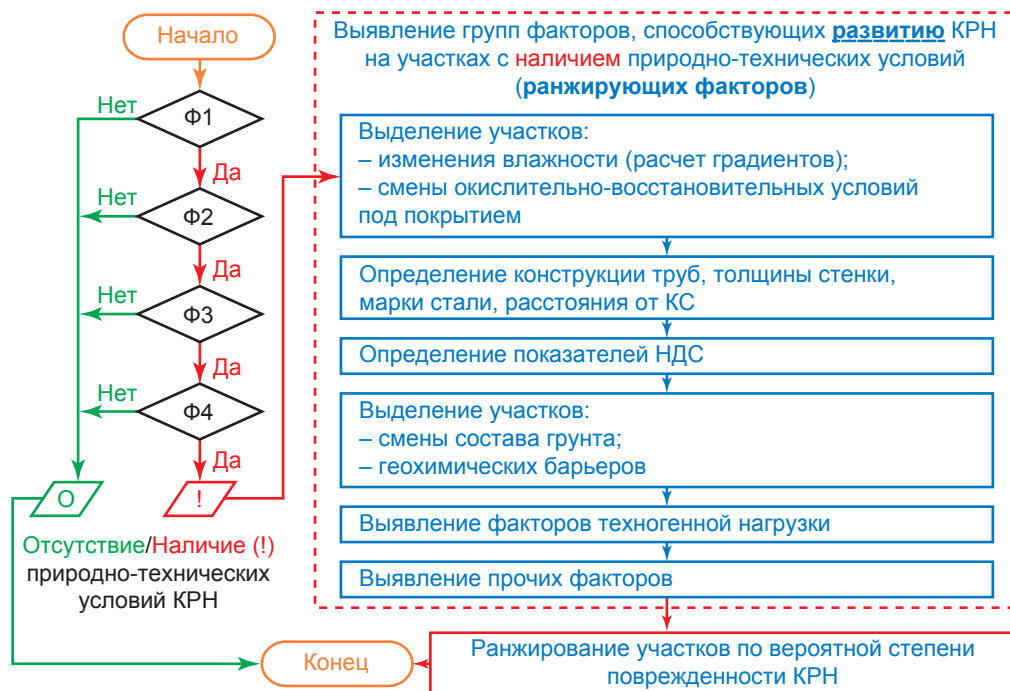


Рис. 4. Порядок выделения участков с наличием природно-технических условий КРН

• правила генерализации решений о ремонте.

В информационной модели используются показатели ТС, алгоритмы их расчета и выбора решений о ремонте, представленные в нормативной документации ПАО «Газпром», а также сочетание показателей, критериальные значения и алгоритмы выбора решений, специально разработанные в ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Специализированная система оценки ТС, планирования и контроля выполнения ремонта и прикладное программное обеспечение [11], в основу которого легли разработанные информационные модели, используются при оценке ТС, определении приоритетов и детальном планировании поэтапного выборочного и комплексного ремонта газопроводов ЛЧ МГ и ТТ КС ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», поврежденных КРН. В целом соответствие фактических показателей ТС и ремонта планируемым подтвердило эффективность разработанных информационных моделей.

Применение специализированной системы оценки ТС, планирования и контроля выполнения ремонта газопроводов, поврежденных КРН, позволяет:

• повысить эффективность обработки, анализа и использования результатов ВТД за счет повышения степени надежности выявления и идентификации трещиноподобных повреждений, расширения вариантов принимаемых решений;

• выделить участки, поврежденные КРН, оценить степень их опасности, выполнить расчет показателей СУТСЦ с учетом прогнозируемой поврежденности газопроводов КРН;

• решить комплекс конкретных задач по планированию ремонта, не предусмотренных нормативно-технической документацией, в том числе:

– выполнить индивидуальное планирование ремонта каждого повреждения и элемента газопровода, каждого локального, протяженного, генерализованного и межкранового участка;

– определить показатели, необходимые для детального планирования и проектирования ремонта, – суммарную протяженность элементов и участков подлежащих замене, ремонту сваркой, вышлифовкой, переизоляции, в том числе сплошной и выборочной;

– выполнить корректирующее и предупреждающее планирование;

• сократить незапланированные объемы замены;

- определить управляющие воздействия по обеспечению безопасной эксплуатации участков МГ, подверженных КРН, в рамках внедрения методологии СУТЦС.

Безопасная эксплуатация участков МГ, подверженных КРН, обеспечивается путем реализации специальных **систематических мероприятий**:

- по прогнозированию количества труб с повреждениями КРН;
- техническому диагностированию КРН;
- мониторингу КРН;
- выборочному и капитальному ремонтам участков МГ, подверженных КРН.

Система управления техническим состоянием газопроводов, подверженных КРН, предусматривает реализацию следующих управляющих воздействий:

- проведение ВТД не реже чем раз в два года;
- выделение «базовых объектов», подверженных КРН, по результатам ВТД, ТД в шурфах и комплекса работ по идентификации КРН;
- проведение на «базовых объектах», подверженных КРН, комплексной диагностики

для выявления границ участков, поврежденных КРН, включая:

- диагностику КРН наземными методами;
- диагностику труб, покрытий, около-трубной среды в локальных и протяженных шурфах;
- прогнозирование количества труб, поврежденных КРН, проведение расчета показателей СУТЦС и выбор решений о ремонте с учетом данного количества труб;
- ежегодное детальное планирование и проведение комплексов ППиРР, предусматривающих:
 - ТД наружными методами неразрушающего контроля в протяженных шурфах, вскрытых по данным ВТД и на ПОУ КРН;
 - выборочную поэтапную замену труб, локальных и протяженных участков, поврежденных КРН;
 - детальное планирование и проведение комплексного капитального ремонта.

Список литературы

1. Политика ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа / ОАО «Газпром». – М., 2010.
2. Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС с учетом задач транспортировки / ОАО «Газпром». – М., 2011.
3. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
4. Р Газпром 2-2.3-692-2013. Регламент формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния МГ по результатам ВТД.
6. СТО Газпром 2-2.3-750-2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт.
7. СТО Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции.
8. СТО Газпром 2-2.3-523-2010. Методические указания по прогнозированию и оценке технического состояния компрессорной станции как единого объекта.
9. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
10. СТО Газпром 2-2.3-412-2010. Инструкция по определению потенциально-опасных стресс-коррозионных участков и техническому диагностированию технологических трубопроводов газа компрессорных станций.
11. Куимов С.Н. Оптимизация планирования ремонта газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, с использованием автоматизированных систем / С.Н. Куимов, А.И. Истомин, В.В. Подольская // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2 (31) – С. 12–17.

УДК 621.644.07:[620.194.22+621.3.082.7]

С.В. Рыбалко, Ю.А. Косырев, М.С. Огородникова, В.Г. Рыбалко, Т.А. Ефремов

Перспективы применения высокопроизводительных вихретоковых дефектоскопов при диагностике участков газопроводов

Более 70 % технологических трубопроводов компрессорных станций (КС) и 80 % участков линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) ПАО «Газпром» эксплуатируются свыше 20 лет. В этой связи все более заметным фактором снижения надежности действующей системы газопроводов становится развитие деградиационных процессов, таких как разрушение защитных изоляционных покрытий, рост коррозионных повреждений общего и локального характера, а также проявление трещиноподобных повреждений, большинство из которых образованы по механизму коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Выполненный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» анализ динамики отказов технологических трубопроводов КС демонстрирует рост инцидентов при сохранении ежегодных объемов комплексного ремонта (рис. 1) [1].

За период, прошедший с начала работ по комплексному ремонту, в каждом из газотранспортных обществ «Газпрома» были обследованы и отремонтированы сотни километров газопроводов. Неотъемлемой частью таких работ стало обследование труб в шурфах [3]. Участки газопроводов вскрывались, снималось старое защитное покрытие, после чего выполнялся неразрушающий контроль несколькими методами.

С учетом преобладания аварий по причине КРН, а также неуклонного роста количества выявляемых повреждений КРН возникла необходимость создать портативное дефектоскопическое оборудование для оперативного обнаружения именно повреждений КРН, в том числе и через слой защитных покрытий. В 2002 г. по заданию ООО «Тюментрансгаз» в рамках выполнения Комплексной программы ОАО «Газпром» «Создание средств и методов технической диагностики и ремонта газопроводов, подверженных стресс-коррозии» на 2002–2004 гг. (раздел III, п. 2.8) коллективом ООО «Экспертиза» (сейчас – ООО «НПП «Нефтегаздиагностика») при участии сотрудников Института физики металлов УрО РАН (ИФМ) разработаны вихретоковые дефектоскопы нескольких типов. Этому предшествовали совместные с ИФМ и ООО «Тюментрансгаз» научно-исследовательские работы, нацеленные на создание портативных, пригодных для «полевой» диагностики приборов неразрушающего контроля, учитывающих специфику повреждений коррозионного растрескивания в изделиях из трубных сталей и ориентированных на необходимую точность определения линейных размеров трещин. Метод обследования должен был удовлетворять требованиям оперативности и давать возможность проводить экспресс-диагностику поверхности трубы на наличие трещин без снятия изоляции. В результате разработаны и апробированы несколько вариантов портативного дефектоскопа, толщиномер защитных покрытий и сканера-дефектоскопа, которые в настоящее время успешно применяются при техническом диагностировании на объектах практически всех газотранспортных обществ.

Поскольку начиная с 2003 г., сразу после внедрения портативных приборов, наметился быстрый рост объемов обследований труб в шурфах, на следующем этапе обозначилась потребность в наружных сканерах-дефектоскопах. Сразу несколько разработчиков представили на апробацию свои модели сканеров, но такое оборудование длительное время не обеспечивало ожидаемой достоверности результатов обследования: временами она оставалась низкой, а само оборудование – дорогостоящим, т.е. применение его было ограниченным.

Ключевые слова:
неразрушающий контроль, вихретоковый дефектоскоп, газопровод.

Keywords:
nondestructive testing, eddy current flaw detector, gas pipeline.

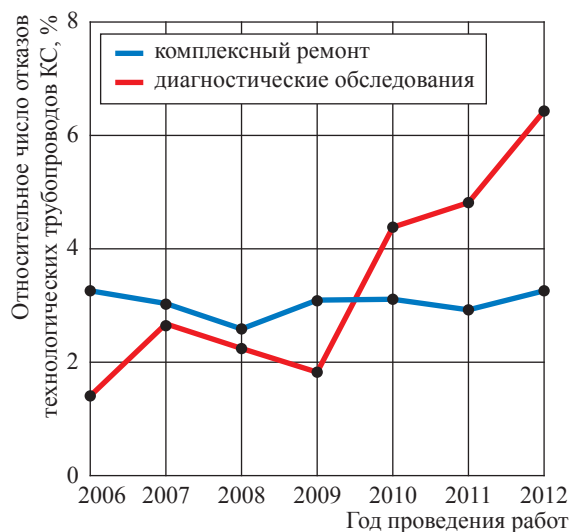


Рис. 1. Динамика отказов технологических трубопроводов КС [2]



Рис. 2. Обследования протяженных участков МГ в шурфах с помощью портативных вихретоковых дефектоскопов

По указанным причинам возросли объемы обследований портативными приборами (рис. 2). Например, в 2007 г. в Октябрьском ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» были получены результаты внутритрубной диагностики (ВТД), свидетельствующие о наличии множества повреждений на одном из участков газопровода. Поскольку в ЛПУ отсутствовала возможность применения наружных сканеров-дефектоскопов, портативными вихретоковыми дефектоскопами МВД и ВК было обследовано 100 % поверхности участка газопровода диаметром 1420 мм протяженностью 6 км, что сопровождалось большими трудозатратами. В 2011 г. ситуация мало изменилась: при сохранении больших объемов предремонтной диагностики и наличии прямых указаний «Газпрома» на обязательное применение подрядчиками наружных сканеров-дефектоскопов названное оборудование оставалось все таким же недоступным для использования службами эксплуатации ЛПУ и персоналом ИТЦ газотранспортных обществ.

Стресс-коррозионные повреждения – наиболее опасные из всех видов коррозионных повреждений газопроводов. Они чаще всего приводят к авариям на МГ [3]. Статистика причин аварий в ООО «Газпром трансгаз Югорск» говорит о том, что только за период 1980–2007 гг. на объектах предприятия произошло 79 аварий, 47 из которых – в результате КРН. Поэтому

при техническом диагностировании участков ЛЧ МГ и трубопроводной обвязки (ТПО) КС наибольшее внимание уделяется именно повреждениям КРН. Однако, несмотря на значительные объемы ежегодно проводимых ремонтных работ, их количество только растет [4].

В 2013 г. в ОАО «Газпром» принят нормативный документ по оценке поврежденных труб и соединительных деталей (далее – Инструкция), предписывающий выполнять вихретоковый контроль «в объеме не менее 3 % от площади поверхности каждой трубы и соединительных деталей трубопроводов (СДТ) для выявления стресс-коррозионных дефектов, а также определения их геометрических размеров» и «при обнаружении стресс-коррозионных дефектов труб и СДТ их дополнительно обследовать в объеме 100 % площади поверхности в базовых или заводских условиях». При этом «ремонт труб и СДТ со стресс-коррозионными дефектами, а также с трещинами любого происхождения при капитальном ремонте в трассовых условиях не допускается. Трубы и СДТ с указанными дефектами подлежат ремонту только в заводских или базовых условиях». Положения Инструкции существенно осложнили процессы предремонтной диагностики и в целом капитального ремонта участков МГ. При обнаружении локально расположенных стресс-коррозионных повреждений обследуется вся труба, а также по несколько соседних труб в обоих направлениях.



Рис. 3. Вихретоковый дефектоскоп ДНШ-24

Выполнять требование по сплошному вихретоковому контролю труб оказалось возможным, но крайне затруднительным, так как требование Инструкции в части дополнительного 100%-ного обследования вихретоковыми дефектоскопами труб с обнаруженными повреждениями КРН обязало диагностические подразделения организаций, эксплуатирующих МГ, в значительной степени увеличить трудозатраты на обследование участков газопроводов.

Спустя три года после внедрения Инструкции стало очевидным, что требование документа в части ремонта труб с любыми трещиноподобными повреждениями

Таблица 1
Технические характеристики дефектоскопа ДНШ-24

Минимальная глубина трещины	1 мм*
Минимальная длина трещины	5 мм
Диапазон измерения глубины трещины	0,5–6 мм
Допустимая толщина изоляции	4 мм
Ширина области контроля	300 мм**
Скорость движения преобразователя	20–200 мм/с**
Время непрерывной работы	До 8 ч
Время полного заряда аккумуляторов	Не более 3 ч
Температурный интервал применения	–(40–30) °С
Вес прибора	0,8 кг

* Величина может быть уменьшена.

** Величина может быть увеличена.

только в заводских условиях не в полной мере обосновано. Далеко не все повреждения КРН представляют опасность и приводят к авариям. Широко известно, что неглубокие (0,5–1 мм) повреждения КРН, не испытывая воздействия нагрузок, могут перейти в состояние общей коррозии и не привести к фатальным последствиям.

Для решения поставленных «Газпром» задач потребовалось высокопроизводительное портативное дефектоскопическое оборудование, позволяющее определять и ранжировать только трещиноподобные повреждения глубиной свыше 1 мм, в том числе через слой защитного покрытия. Для решения указанных задач



Рис. 4. Опытно-промышленные испытания ДНШ-24 в ООО «Газпром трансгаз Югорск»

УТВЕРЖДАЮ
Врио генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Югорск»

И.А. Долгова
«30» марта 2011 г.

Акт
проведения опытно-промышленного испытания вихретокового
дефектоскопа-сканера «ДНШ-24» на участке газопровода «Уренгой-
Петровск», км 802,8-850 Комсомольского ЛПУ МГ
ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Комсомольское ЛПУ МГ 30 марта 2011 г.

В соответствии с утвержденной Программой проведения опытно-промышленного испытания вихретокового дефектоскопа-сканера «ДНШ-24» на участке газопровода «Уренгой-Петровск», км 802,8-850 Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск», комиссией, назначенной приказом ООО «Газпром трансгаз Югорск» № 202 от 25 марта 2011 г., в составе:

И.А. Долгова	- заместителя генерального директора ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
В.Б. Браткова	- главного инженера Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
Р.Н. Юнусова	- заместителя начальника ПО по ЭГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
Д.П. Полушкин	- ведущего инженера ПО по ЭКС ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
С.В. Рыбалко	- инженера 1-й категории ПО защиты от коррозии ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
М.М. Кохановского	- начальника производственной лаборатории защиты от коррозии Комсомольского ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
М.В. Исаева	- инженера 1-й категории СДМГ Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
В.А. Маханова	- начальника службы защиты от коррозии Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
Е.Ю. Салтынской	- генерального директора ООО «НПП «Нефтегаздиагностика»

Таблица 2

Сравнение характеристик ДНШ-24, МВД-2МК и ДНС-1400 [5]

Параметр	ДНШ-24	МВД-2МК	ДНС-1400
Тип оборудования	портативный дефектоскоп	портативный дефектоскоп	наружный сканер-дефектоскоп
Габаритные размеры в рабочем положении (длина × ширина × высота), мм	1400×300×60	250×30×20	1600×2150×2500
Ширина области контроля, мм	300	25	1600
Время обследования одной трубы ДУ1400 (на стенде), мин	15–20	120	10–15
Вес, кг	0,87	0,36	1350

разработан вихретоковый широкозахватный дефектоскоп ДНШ-24 (рис. 3, табл. 1). Рабочий элемент ДНШ-24 состоит из 24 вихретоковых датчиков, взаимное влияние датчиков минимизировано. Дефектоскоп позволяет выполнять обследование по всей поверхности трубы с одной установки за счет использования подвижного шарнира. Прижатие к трубе обеспечивается путем примагничивания рабочего элемента к поверхности. Путем настройки дефектоскопа возможно задавать минимальный размер выявляемых повреждений – глубиной от 1 мм и более, в том числе и через слой защитного покрытия.

ДНШ-24 проходил внутренние испытания на темплетях с аттестованными повреждениями в ИФМ, а также опытно-промышленные испытания в ООО «Газпром трансгаз Югорск» (рис. 4). Все испытания показали возможность выявления ДНШ-24 повреждений глубиной от 1 мм и более, а также высокую скорость обследования, в том числе и через слой защитного покрытия.

Испытания показали (табл. 2), что вихретоковый широкозахватный дефектоскоп ДНШ-24 по техническим характеристикам не уступает, а по отдельным параметрам (габаритные размеры, вес, простота использования) превосходит сканер-дефектоскоп ДНС-1400 и может применяться:

1) для оперативного выявления повреждений КРН, в том числе и через слой защитного покрытия, непосредственно в ходе диагностических работ на трассе газопроводов;

2) поиска повреждений КРН труб, выведенных из эксплуатации и поступивших на отбраковку и ремонт в базовых условиях, где применение наружных сканеров-дефектоскопов нецелесообразно.

Список литературы

1. Середенок В.А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В.А. Середенок, М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 22–27.
2. Сидорочев М.Е. Формирование долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии / М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин, И.В. Ряховских и др. // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 16–21.
3. Сидорочев М.Е. Стресс-коррозионное состояние технологических трубопроводов компрессорных станций и методика их технического диагностирования / М.Е. Сидорочев, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 9. – С. 48–52.
4. Макаров С.Н. Как предотвратить возникновение и развитие дефектов КРН / С.Н. Макаров, В.Г. Рыбалко, С.В. Рыбалко // ТехНадзор. – 2013. – № 3. – С. 48–50.
5. Ремезов А.Е. Повышение эффективности оценки дефектов труб магистральных газопроводов с учетом результатов стендовых испытаний сканеров-дефектоскопов. Приложение А: дис. ... к.т.н. / А.Е. Ремезов. – М., 2014.

УДК 621.644.07:[620.194.22+621.3.082]

С.В. Карпов, Д.И. Ширяпов, А.С. Алихашкин

Комплексные исследования коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: опыт и перспективы

В шестидесятых годах прошлого столетия в США произошли первые аварии на магистральных газопроводах (МГ) по причине повреждений поверхности труб в виде колоний трещин, ориентированных в продольном направлении [1, 2]. Тогда началось изучение этого явления, которое в англоязычной версии получило название «stress corrosion cracking» (SCC), у нас в стране – коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), или стресс-коррозии.

На газопроводах в США КРН происходило при высоком значении рН грунта (более 9), аналогичная ситуация наблюдалась в Австралии, Иране, Ираке, Италии, Пакистане и Саудовской Аравии [2]. Впоследствии этот вид КРН назвали карбонат-бикарбонатным, или классическим, в отличие от «неклассического» КРН, зарегистрированного позднее, в девяностые годы, при авариях на магистральных газопроводах в северной части США, Канаде и в нашей стране. КРН второго типа возникало под пленочным изоляционным покрытием, наносимым в трассовых условиях, при близком к нейтральному рН-факторе грунта (5–7) на трубах из сталей марок X65, X70 контролируемой прокатки, легированных микродобавками молибдена и ниобия, повышающими стойкость труб к протяженным разрушениям при их разрыве.

Переиспытание МГ повышенным давлением для предупреждения аварийных разрушений по причине КРН

В нашей стране в конце прошлого столетия аварии по причине неклассического КРН произошли на ряде МГ диаметром 1420 мм, рассчитанных на рабочее давление 7,4 МПа. Только в Краснотурьинском линейном производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) предприятия «Тюментрансгаз» на участке шестиниточной системы газопроводов протяженностью 37 км за Краснотурьинской компрессорной станцией (КС) в период 1989–1995 гг. произошло 11 аварийных разрушений труб. Эти участки газопроводов были построены в 1983–1986 гг. Срок эксплуатации труб, разрушившихся при указанных авариях газопроводов, составлял всего лишь 7–12,5 лет, что свидетельствовало о повышенной интенсивности процессов КРН на этих участках.

Следует отметить, что к тому времени возникновение и развитие КРН было недостаточно исследовано, в том числе не существовало методов борьбы с этим явлением. Для предотвращения аварийных разрушений на участке протяженностью 26 км шестиниточной системы газопроводов от Краснотурьинской КС до р. Каквы приняли решение последовательно испытывать нитки газопровода на этом участке повышенным давлением, создающим в нижней точке трассы напряжение в стенках труб до 1,05 предела текучести, не допускающее перехода металла труб без повреждений в пластическое состояние [3]. Время выдержки газопроводов под давлением переиспытания на прочность составляло 1 ч.

На нитках участка газопровода I, II и III категорий были уложены трубы, произведенные в СССР Харцызским трубным заводом, а также в Японии, ФРГ и Италии, что позволяло сопоставить предрасположенность к КРН труб различных производителей. Толщина стенок труб всех производителей на участках I и II категорий составляла 18,7 мм. На участках III категории трубы Харцызского трубного завода имели толщины стенок 15,7; 16,5 и 17,5 мм, а трубы остальных производителей –

Ключевые слова:

магистральный газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением, переиспытание газопроводов повышенным давлением, внутритрубная дефектоскопия.

Keywords:

trunk gas pipeline, stress corrosion cracking, high-pressure retesting of gas-transporting pipelines, intra-tube inspection.

15,7 мм. Все трубы были изготовлены из листовой стали Х67 и Х70 контролируемой прокатки. Трубы Харцызского трубного завода имели два продольных сварных шва, а трубы из Японии, ФРГ и Италии – один. Причем импортные трубы были изготовлены на заводах методом U-образной формовки. Газопроводы изолировались в трассовых условиях одним или двумя слоями пленки «Поликен» и одним или двумя слоями обертки «Поликен» на участках газопроводов III или I и II категорий соответственно.

В результате проведенных в период 1993–1995 гг. гидравлических испытаний произошло 33 разрыва труб только на участках газопровода III категории (рис. 1). Это связано с более медленным развитием стресс-коррозионных трещин на трубах, уложенных на участках газопровода I и II категорий, испытывающих меньшее напряжение в процессе эксплуатации благодаря большей толщине стенок труб и, как следствие, меньшие напряжения в стенках труб

в процессе испытаний. Кроме того, трубы на участках I и II категорий имели усиленную изоляцию. После ликвидации разрывов для введения в эксплуатацию ниток газопроводов с учетом их технического состояния были определены допустимые рабочие давления и сроки эксплуатации, составившие от 8 месяцев до 2,5 лет. В последующем нитки были заменены с использованием труб зарубежного производства с заводским трехслойным изоляционным покрытием.

Анализ данных, представленных на рис. 1, свидетельствует, что пересечения шестиниточной системы газопроводов газопроводами, линиями электропередачи (ЛЭП), железной и автомобильными дорогами, реками Турьей, Устьей, Каменкой, Каквой не оказывают существенного влияния на развитие процессов КРН. Влияние профиля трасс также не выявлено. Близость участков газопроводов к Краснотурьинской КС, эксплуатируемых

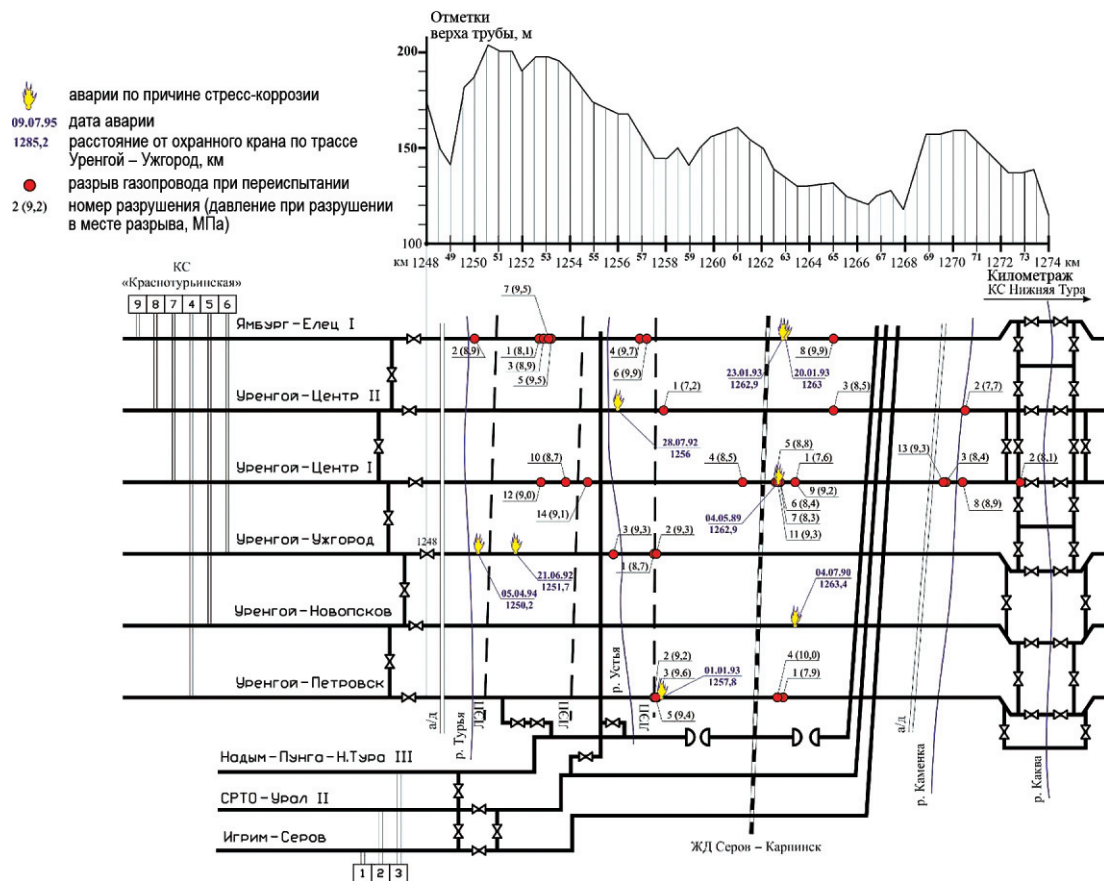


Рис. 1. Схема газопроводов Краснотурьинского ЛПУМГ на участке от КС Краснотурьинская до р. Каквы с указанием мест восьми аварий (при эксплуатации) и 33 разрывов (при переиспытании МГ) по причине КРН: километраж указан по трассе газопровода Уренгой – Ужгород; а/д – автомобильная дорога; ЖД – железная дорога

при более высокой температуре и давлении, также не привела к существенному повышению повреждаемости участков газопроводов по причине КРН. Существенное влияние оказывает специфика конкретных ниток газопровода.

В процессе расследования произошедших при переиспытании разрывов труб установлено, что на трубах с толщиной стенки 15,7 мм Харцызского трубного завода произошло при прочих равных условиях в 19 раз больше разрывов, чем на аналогичных трубах производства Японии, ФРГ и Италии, и в 2,7 раза больше разрывов, чем на трубах с толщиной стенки 16,5 мм производства того же завода. Трещины КРН обнаруживали в основном в двухсотмиллиметровой зоне вблизи продольных швов труб Харцызского трубного завода. Все стресс-коррозионные повреждения, приведшие к разрушению труб при испытаниях, находились на нижней половине трубопроводов, что связано с повышенной повреждаемостью изоляционного покрытия в нижней части из-за больших нагрузок, усугубляемых весом трубопровода и более частым соприкосновением с грунтовыми водами.

Дефекты изоляционного пленочного покрытия представляли собой гофры, складки, отслоения. Стресс-коррозионные трещины обнаруживались под пленочным изоляционным покрытием. В местах механических сквозных повреждений покрытия дефекты КРН не были обнаружены.

Причины повышенной предрасположенности к КРН труб Харцызского трубного завода

При ознакомлении с технологией изготовления труб было установлено, что в отличие от одношовных труб зарубежного производства, формовавшихся в поперечном направлении на стане U-образной формовки, двухшовные трубы Харцызского трубного завода формовались на стане при движении в продольном направлении, приобретая деформации, остаточные напряжения и повреждения в двухсотмиллиметровой зоне от продольных швов значительно большие, чем у одношовных труб в зоне продольного шва. Это было связано с тем, что в процессе формовки половины трубы лист вначале получал на наружной стороне в двухсотмиллиметровой зоне от кромок повышенные деформации растяжения при подгибе краев листа под воздействием роликов. Затем при разгибании листа для придания половине трубы формы, необходимой для

последующей сварки с другой половиной трубы, в указанной зоне лист приобретал деформации сжатия. Также из-за воздействия роликов в продольном направлении возникали задиры, царапины и вдавливания поверхности труб. Перечисленные особенности изготовления труб на Харцызском трубном заводе явились причиной их повышенной предрасположенности к КРН в двухсотмиллиметровой зоне от продольных швов.

Проведенные исследования позволили выявить значительное влияние способов формовки труб на возникновение предрасположенностей металла труб к КРН. Этот результат крайне важен и сейчас, когда наряду с U-образной формовкой трубы производят методами пошаговой формовки и вальцовки, не исключая возникновения предрасположенности металла трубы к КРН [4, 5]. Следует заметить, что применение в настоящее время изоляционных покрытий, наносимых на трубы в заводских условиях, намного снижает по сравнению с пленочной изоляцией, наносимой на трассе, возможность отслоения покрытия от поверхности трубопровода, доступа грунтового электролита к областям на поверхности труб, предрасположенным к КРН, и, соответственно, возникновения и развития стресс-коррозионных повреждений.

Первый опыт применения внутритрубной дефектоскопии для поиска дефектов КРН

В связи с тем что после 14 разрывов труб при переиспытаниях в Краснотурьинском ЛПУМГ на участке газопровода Уренгой – Центр I не удалось достичь испытательного давления, с целью выявления оставшихся опасных стресс-коррозионных повреждений «Газпромом» было принято решение о пропуске на этом участке внутритрубного ультразвукового прибора-дефектоскопа фирмы Pipetronix в водяной пробке, созданной запуском внутритрубных поршней-разделителей, располагаемых до и после прибора-дефектоскопа [6]. Следует обратить внимание, что на тот момент у Pipetronix такого прибора-дефектоскопа диаметром 1420 мм не было, а имелся прибор-дефектоскоп диаметром 1067 мм. Необходимое число датчиков для прибора-дефектоскопа диаметром 1420 мм также отсутствовало. В этой связи было принято решение оснастить прибор-дефектоскоп диаметром 1420 мм датчиками, снятыми со прибора-дефектоскопа диаметром 1067 мм, расположив их только на нижней

половине снаряда-дефектоскопа. Это решение обуславливалось тем, что по результатам обследования, выполненного специалистами ВНИИГАЗа, все крупные повреждения, приведшие к разрывам трубопроводов при авариях и испытаниях в Краснотурьинском ЛПУМГ, находились на нижней части трубопровода.

По результатам пропуска указанного снаряда-дефектоскопа (1995 г.) первоначально были выданы данные о 81 повреждении. Они были классифицированы как очень сильные, сильные, средние и слабые поля трещин. Оценка глубин трещин не проводилась. При этом крупные опасные стресс-коррозионные повреждения не были зарегистрированы. По представленным данным были раскопаны 34 шурфа и вырезано шесть участков труб с опасными повреждениями, определенными в соответствии с разработанной ВНИИГАЗом и утвержденной «Газпром» инструкцией по классификации стресс-коррозионных повреждений по степени их опасности.

Полученные при обследовании в шурфах данные о параметрах стресс-коррозионных повреждений послужили основанием для определения фирмой Pipetronix дополнительных диагностических признаков, характерных для крупных повреждений. При представлении данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД), учитывающих эти дополнительные диагностические признаки, глубина повреждений ранжировалась по уровням 12,5–25; 25–40; 40–60; 60–70 % толщины стенки трубы с оценкой длин трещин. Окончательная оценка повреждений по степени опасности проводилась по результатам обследования в шурфах по указанной инструкции.

Полевые обследования газопроводов и накопление знаний о диагностических признаках КРН

Комплексные обследования, проведенные ВНИИГАЗом с привлечением специалистов МНПО «Спектр», Челябинского отделения ИТЦ ООО «Уралтрансгаз», ГНЦ прикладной микробиологии на участках шестиниточной системы газопроводов в Краснотурьинском ЛПУМГ и на других газопроводах, где имели место аварийные разрушения по причине стресс-коррозии или были выявлены участки газопроводов со стресс-коррозионными дефектами, позволили установить основные диагностические признаки (их сочетания)

потенциально склонных к развитию КРН участков газопроводов [7–15]. По исполнительной документации определяли следующие признаки:

- наличие на участках газопроводов труб III категории Харцызского трубного завода с толщинами стенок 15,7; 16,5; 17,5 мм, имеющих повышенную предрасположенность к КРН;
- наносимое в трассовых условиях пленочное покрытие с одним слоем изоляционной пленки «Поликен» и одним или двумя слоями обертки «Поликен»;
- глинистые, суглинистые грунты, создающие анаэробные условия у поверхности трубопровода, способствующие КРН.

Наличие водотоков, омывающих трубопровод, в сочетании с отмеченными диагностическими признаками являлось определяющим при назначении мест шурфовок трубопровода с целью выявления стресс-коррозионных трещин. Наличие водотоков определяли наземным обследованием территории, прилегающей к трассе газопровода.

При вскрытии трубопровода шурфованием диагностическими являлись признаки:

- оглеение грунта у поверхности трубопровода (окраска грунта – от зеленой, голубой, синей до черной);
- повреждения пленочного изоляционно-го покрытия, складки, гофры, отслоения;
- околонейтральные значения pH грунтов (5–7) для неклассического КРН;
- присутствие в грунте углекислого газа, азота, способствующих анаэробным условиям;
- присутствие в грунтовой воде закисного железа, органических соединений;
- обнаружение под отслоившейся пленкой и на поверхности труб продуктов коррозии белого цвета, представляющих карбонаты, бикарбонаты.

После снятия изоляционного покрытия и продуктов коррозии с поверхности труб и ее зачистки местонахождение возможных стресс-коррозионных трещин на трубопроводе определяли сканированием поверхности труб датчиками вихретоковых дефектоскопов ВД-89Н, ВД-12 НФМ или сканером многоканального компьютеризированного вихретокового дефектоскопа ВД-89 НМ (рис. 2–4). Все три прибора произведены МНПО «Спектр».

На рис. 5 показан момент обследования газопровода в шурфе. На освобожденной от изоляции трубе и внутренней поверхности снятой изоляции видны характерные для КРН белые



Рис. 2. Портативный вихретоковый дефектоскоп ВД-89Н: 1 – прибор; 2 – датчик



Рис. 3. Вихретоковый дефектоскоп ВД-12НФМ: 1 – прибор; 2 – датчик



Рис. 4. Многоканальный компьютеризированный вихретоковый дефектоскоп ВД-89НМ для обнаружения и записи оценок размеров стресс-коррозионных трещин: 1 – прибор; 2 – сканер с преобразователями; 3 – ноутбук

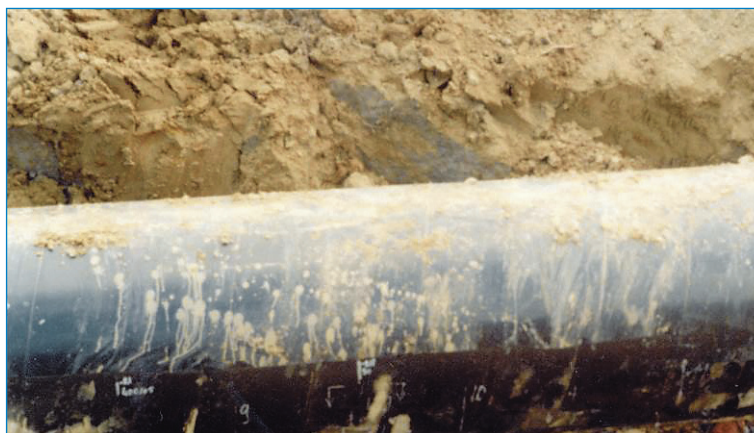


Рис. 5. Обследование газопровода в шурфе

следы продуктов коррозии (карбонатов, бикарбонатов).

Для определения расположения трещин на трубе на ее очищенную поверхность напыляли белую краску и устанавливали постоянные магниты прибора УН-5. Трещины (при их наличии) проявлялись между полюсами магнитов при напылении на поверхность трубы магнитопорошковой суспензии (рис. 6).

Глубину трещин измеряли прибором ВД-12 НФМ. Запись параметров трещин осуществляли с помощью прибора ВД-89НМ. По параметрам трещин (длина, глубина и расположение) оценивали степень их опасности и либо выбирали способ устранения стресс-коррозионных повреждений (вырезка трубы, катушки трубы с заменой труб, вышлифовка трещин), либо принимали решение оставить мелкие трещины с надежной переизоляцией поверхности

трубопровода, не допускающей доступа электролита грунта к трещинам, с целью прекращения процесса КРН.

При необходимости глубину повреждений определяли методом контролируемой шлифовки. Вышлифовку выполняли до исчезновения вершин трещин (что определялось методом магнитопорошковой дефектоскопии) с измерением остаточной толщины стенки трубы ультразвуковыми дефектоскопами. Для лабораторных исследований отбирали образцы грунта.

Исследования стресс-коррозионных повреждений на трубопроводных стендах

Для исследования стресс-коррозионных повреждений в процессе нагружения труб внутренним давлением в Краснотурьинском ЛПУМГ ООО «Тюментрансгаз», в Полянском ЛПУМГ ООО «Баштрансгаз» и в Серпуховском



Рис. 6. Обследование в шурфе с помощью прибора УН-5



Рис. 7. Момент исследований на трубопроводном стенде в Серпуховском УМГ ООО «Мострансгаз»



Рис. 8. Разрыв трубы по стресс-коррозионному повреждению при испытаниях на трубопроводном стенде в Серпуховском УМГ ООО «Мострансгаз»: видна рваная линия разрыва трубы, характерная для стресс-коррозионных повреждений

УМГ ООО «Мострансгаз» были созданы трубопроводные стенды (рис. 7, 8). В ходе исследований решались следующие важные задачи:

- определялись фактические параметры стресс-коррозионных повреждений, выявленных при ВТД и обследовании газопроводов в протяженных шурфах;
- экспериментально проверялась остаточная прочность труб со стресс-коррозионными повреждениями;
- отрабатывались методики оценки степени опасности стресс-коррозионных повреждений;
- изучалось развитие стресс-коррозионных повреждений в процессе нагружения труб.

Результаты исследований учитывались при разработке инструкции ВРД 39-1.10-032-2001 [10].

Сравнительный анализ результатов выявления стресс-коррозионных повреждений ВТД и полевым обследованием

После аварии, произошедшей 10.01.2002 г. на 2882-м километре газопровода Ямбург – Елец II в Моршанском ЛПУМГ ООО «Мострансгаз» по участку газопровода КС Давыдовская – КС Первомайская был пропущен стресс-коррозионный снаряд-дефектоскоп ДМТП-1-1400-768, который неподалеку от места аварии выявил стресс-коррозионный дефект длиной 479 мм, шириной 28 мм и глубиной 3,5 мм (труба № 650 по трубному журналу). После пропуска внутритрубного снаряда ВНИИГАЗ провел полевое обследование участка газопровода Ямбург – Елец 2 (2879,2–2896,2 км) с целью обнаружения стресс-коррозионных повреждений. При обследовании труб в шурфах были выявлены стресс-коррозионные повреждения, не определенные ВТД, в том числе повреждение длиной 670 мм, шириной 70 мм и глубиной 4 мм на трубе № 669, т.е. более крупное, чем повреждение, выявленное ВТД на трубе № 650.

Указанным полевым обследованием установлен факт пропуска снарядом-дефектоскопом крупного стресс-коррозионного повреждения, что допускало возможность пропуска крупных повреждений и на других обследуемых участках газопроводов [11]. По результатам обследования Моршанским ЛПУМГ заменено 60 м труб со стресс-коррозионными повреждениями, отдельные повреждения ликвидированы контролируемой шлифовкой.

Сравнительный анализ результатов выявления стресс-коррозионных повреждений ВТД и локальными методами при переизоляции участков газопроводов

Выявление повреждений после снятия изоляционного пленочного покрытия в процессе проведения капитальных ремонтов протяженных участков газопроводов имеет некоторые особенности. Так, становится возможным применение наружных сканеров-дефектоскопов. Коррозионные повреждения выявляются при осмотре поверхности труб и применении локальных средств контроля. Диагностическим признаком возможного наличия стресс-коррозионных дефектов на поверхности газопроводов служат белые пятна – следы отложенных продуктов коррозии (рис. 9).

При переизоляции газопроводов обеспечивается удобный доступ к поверхности труб на протяженных участках, что в свою очередь позволяет применительно к большому числу стресс-коррозионных повреждений оценить сходимость результатов обследования внутритрубной дефектоскопией с данными диагностики локальными методами контроля с определением фактических глубин трещин путем выполнения контролируемой шлифовки и измерения остаточной толщины труб ультразвуковыми толщиномерами.

В мае 2005 г. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» провело ВТД коррозионным снарядом-дефектоскопом ДМТБ-1400ВП-512 и стресс-коррозионным дефектоскопом ДМТП-1Б-1400ВП-960 на МГ Уренгой – Центр II диаметром 1420 мм между Заволжской



Рис. 9. Белые пятна после снятия изоляционного покрытия при капитальном ремонте на газопроводе в ООО «Севергазпром»

и Сеченовской КС (2319,5–2420,5 км). Затем по результатам дефектоскопии велись работы по переизоляции участков газопровода.

Центральной лабораторией неразрушающего контроля и диагностики ООО «Волготрансгаз» локальными методами контроля были определены параметры повреждений 2758 труб (по состоянию на 6 октября 2005 г.) на участках МГ Уренгой – Центр II суммарной протяженностью 31 км, на которых были проведены работы по переизоляции. На этих участках ВТД зарегистрированы 195 поврежденных труб, из которых локальными методами наличие повреждений подтверждено на 125 трубах (64,1 %) и не подтверждено на 70 трубах. По данным ВТД на указанных 125 трубах зарегистрированы дефекты потери металла (коррозия, поперечные и продольные канавки) на 121 трубе, аномальные швы на 3 трубах и стресс-коррозионное повреждение на одной трубе. При обследовании локальными методами на переизолированных участках обнаружено 658 поврежденных труб, из которых 533 трубы имели повреждения, не зарегистрированные ВТД. Из числа этих труб локальными методами выявлены повреждения КРН

на 320 трубах (60 %) и дефекты потери металла на 213 трубах (40 %). В таблице представлены параметры не обнаруженных ВТД стресс-коррозионных повреждений.

Данные в таблице свидетельствуют, что стресс-коррозионный снаряд ДМТП-1.Б-1400ВП-960 обнаружил только одно стресс-коррозионное повреждение и не нашел 23. Из этого следует, что и на других участках газопроводов, обследованных указанным снарядом-дефектоскопом, существовала вероятность пропуска опасных стресс-коррозионных повреждений. Несмотря на показанный низкий уровень качества выявления стресс-коррозионных повреждений внутритручными снарядами-дефектоскопами, поток аварий по причине КРН удалось снизить с 13–18 аварий в год в 2001–2003 гг. до 8–12 аварий в год в 2004–2005 гг. за счет проведенных в Краснотурьинском ЛПУМГ переиспытаний и последующей замены газопроводов, а также полевых обследований КРН и капитальных ремонтов с переизоляцией участков газопроводов.

В 2005 г. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» провело ВТД на участке с 1845-го по 1914-й километр МГ Уренгой – Петровск (диаметр 1400 мм),

Стресс-коррозионные повреждения глубиной более 0,2t, не обнаруженные ВТД

№ п/п	№ трубы согласно отчету о ВТД	Длина повреждения, мм	Ширина повреждения, мм	Максимальная глубина повреждения, мм, (доля t)
1	3359	410	80	9 (0,57t)
2	3369	1600	115	9,8 (0,62t)
3	3592	1440	160	8 (0,51t)
4	3608	1800	110	9 (0,57t)
5	3622	480	100	7,9 (0,5t)
6	2845	1000	200	7 (0,45t)
7	3356	10600	400	6 (0,38t)
8	3361	–	4460	5,3 (0,34t)
9	3366	730	730	5,7 (0,36t)
10	3367	1100	720	6 (0,38t)
11	3371	2900	260	6,5 (0,41t)
12	3373	240	–	5,3 (0,34t)
13	3378	200	–	6 (0,38t)
14	3506	2900	900	6,7 (0,43t)
15	1845	2000	500	4 (0,25t)
16	1906	3000	500	4 (0,25t)
17	1918	200	100	3,5 (0,22t)
18	3370	4800	450	3,5 (0,22t)
19	3374	500	–	3,9 (0,24t)
20	3375	2100	–	3,2 (0,2t)
21	3376	1200	–	6,2 (0,39t)
22	3776	6200	280	4 (0,25t)
23	3822	1000	450	3,5 (0,22t)

Примечание: t – толщина стенки трубы; цветом выделены наиболее серьезные повреждения.

эксплуатируемого с 1982 г. ВТД не выявила повреждений КРН (разрешающая способность стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин, декларированная ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» в 2005 г., составляла 0,2t). В 2005–2006 гг. на участке с 1845-го по 1876-й километр этого МГ выполнена переизоляция труб, до которой специализированными организациями проводились работы по отбраковке труб и ликвидации стресс-коррозионных повреждений.

В 2010 г. ВТД на указанном переизолированном участке МГ Уренгой – Петровск выявила повреждения КРН глубиной более 0,1t (разрешающая способность стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин, а также продольных и поперечных канавок, декларированная ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» в 2010 г.). На 16 трубах повреждения идентифицированы как «зона продольных трещин», на 8 трубах – как «коррозия, возможно продольная трещина». При обследовании в шурфах в первом случае повреждения КРН подтвердились на 13 трубах, во втором случае на 5 трубах подтвердилась коррозия, на 3 трубах – КРН. Все трубы с подтвержденными повреждениями КРН были вырезаны и заменены.

В результате обследования вырезанных труб обнаружено локальное место поступления грунтового электролита к повреждениям на трубе № 1602 (по отчету о ВТД) МГ Уренгой – Петровск, что указывало на возможное продолжение процесса КРН на этой трубе после переизоляции (рис. 10).



Рис. 10. Повреждения изоляционного покрытия на трубе № 1602 МГ Уренгой – Петровск со следами белого налета на битумной мастике и поверхности металла трубы

На остальных трубах с подтвержденными повреждениями КРН доступа электролита к повреждениям не выявлено. На рис. 11 показано месторасположение повреждения КРН, к которому грунтовый электролит после переизоляции не поступал: в месте повреждения наблюдается хорошая адгезия покрытия, трещины залиты праймером, отсутствуют продукты коррозии КРН.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены исследования поверхности излома образцов, вырезанных из трубы с повреждением, к которому поступал грунтовый электролит после переизоляции участка, и из трубы с повреждением, к которому грунтовый электролит после переизоляции участка не поступал. Отсутствие доступа грунтового электролита к стресс-коррозионным повреждениям после переизоляции участка газопровода свидетельствует о прекращении на них процесса КРН.

На рис. 12 показана поверхность излома образца по трещине КРН глубиной 6,8 мм из трубы № 1602 газопровода Уренгой – Петровск, к которой после переизоляции участка газопровода поступал грунтовый электролит. Темный цвет поверхности трещины является характерным признаком развития повреждения по механизму КРН.

На рис. 13 показана поверхность излома образца по трещине КРН, где поступления грунтового электролита к трещине после переизоляции участка не было. Темный цвет поверхности трещины свидетельствует о том, что повреждение по механизму КРН сформировалось до переизоляции трубы. Поступление



Рис. 11. Зачищенное месторасположение на трубе повреждения КРН, к которому после переизоляции участка не поступал грунтовый электролит



Рис. 12. Поверхность излома образца по трещине КРН из трубы № 1602 газопровода Уренгой – Петровск, к которой после переизоляции поступал грунтовый электролит



Рис. 13. Поверхность излома образца по трещине КРН, куда после переизоляции участка газопровода грунтовый электролит не поступал

битумного праймера в процессе переизоляции в устье трещины на глубину около 1 мм (что видно на боковой поверхности трещины) говорит об отсутствии доступа грунтового электролита к трещине после переизоляции.

Установленный факт непоступления грунтового электролита к стресс-коррозионным повреждениям после переизоляции свидетельствует о том, что повреждения, выявленные ВТД в 2010 г., подтвержденные при обследовании в шурфах и вырезанные из участка газопровода, в 2005 г. были пропущены ВТД и дефектоскопическим контролем при отбраковке труб до переизоляции участка газопровода.

В ближайшей перспективе основные усилия по борьбе с КРН следует предпринимать на участках магистральных газопроводов, наиболее предрасположенных к стресс-коррозии (построенных из труб Харцызского трубного завода, имеющих пленочную изоляцию, нанесенную в трассовых условиях, и уложенных в грунтах, склонных к КРН). Для выявления повреждений КРН, оценки их параметров и ранжирования по степени опасности с целью последующего вывода в капитальный ремонт должны использоваться внутритрубные снаряды-дефектоскопы, обладающие высокой разрешающей способностью и хорошей чувствительностью.

Участки газопроводов со стресс-коррозионными, коррозионными и другими повреждениями, определенными по результатам ВТД после вскрытия трубопроводов (построенных

до 1990 г.) и освобождения их от изоляционного покрытия, должны быть обследованы при помощи наружных сканеров-дефектоскопов, а также локальными методами контроля. В результате трубы с недопустимыми повреждениями следует удалить, а неопасные повреждения – оставить в трубопроводе, который должен быть переизолирован в трассовых условиях для предотвращения дальнейшего развития повреждений в результате поступления к ним грунтового электролита.

ВТД должна проводиться с периодичностью 3–5 лет с учетом интенсивности процессов КРН. Планирование диагностических обследований и ремонтов необходимо осуществлять с учетом прогнозов объема поставок газа по отдельным коридорам Единой системы газоснабжения. Также следует продолжить исследование по оценке состояния производства труб на трубных заводах, выпускающих трубы различными способами формовки, с целью оценки предрасположенности их поверхности к КРН.

При проектировании МГ в процессе изыскания трасс следует выделять участки с условиями возможного проявления КРН, и на трубопроводах, укладываемых на этих участках, целесообразно использовать трубы из сталей, обладающих повышенной стойкостью к КРН, с усиленным заводским изоляционным покрытием.

Необходимо продолжить работы по созданию стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов нового поколения с целью повышения точности идентификации выявляемых повреждений и оценки их параметров.

Список литературы

1. Улиг Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г.Г. Улиг, Р.И. Реви. – Л.: Химия, 1989.
2. Leis B.N. Stress-corrosion cracking on gas-transmission pipelines: history, causes, and mitigation / B.N. Leis, R.S. Eiber // Proc. of First International Business Conference of Onshores Pipelines. – Berlin, 1997.
3. Галиуллин З.Т. Переиспытание и комплексное обследование магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии / З.Т. Галиуллин, С.В. Карпов, М.И. Королев и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1996.
4. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением в процессе эксплуатации магистральных газопроводов / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 52–54.
5. Зайцев А.И. Исследование влияния металлургических факторов на стойкость современных трубных сталей против коррозионного растрескивания / А.И. Зайцев, И.Г. Родионова, О.Н. Бакланова и др. // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2013. – № 1. – С. 1–16.
6. Карпов С.В. Диагностическое обследование магистрального газопровода диаметром 1420 мм снарядом-дефектоскопом «Ультраскан» на предприятии «Тюменьтрансгаз» / С.В. Карпов, А.В. Хороших, В.Ф. Мужичкий // М-лы 6-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Ялта, апрель 1996 г.). – М.: ИРЦ Газпром; Газпром; Оргэнергогаз, 1996. – Т. 1: Диагностика трубопроводов.
7. Карпов С.В. Проблемы диагностики и контроля технического состояния магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии / С.В. Карпов // М-лы 5-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Ялта, апрель 1995 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – Т. 1: Диагностика трубопроводов.
8. Карпов С.В. Опыт использования дефектоскопа ВД-89 НМ при обследовании дефектных участков поверхности труб магистральных газопроводов / С.В. Карпов, В.А. Карабчевский, В.Ф. Мужичкий // М-лы 7-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Ялта, апрель 1997 г.). – М.: Газпром; Оргэнергогаз; ИРЦ Газпром, 1997. – Т. 2: Диагностика линейной части магистральных трубопроводов.
9. Мужичкий В.Ф. Поиск и оценка дефектов КРН на магистральных газопроводах с применением вихретоковых дефектоскопов и других средств неразрушающего контроля при эксплуатации и ремонте / В.Ф. Мужичкий, В.А. Карабчевский, С.В. Карпов // Территория Нефтегаз. – 2004. – № 11.
10. ВРД 39-1.10-032-2001. Инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности. – М.: Газпром; Газпром ВНИИГАЗ; ИРЦ Газпром, 2001.
11. Карпов С.В. Особенности проявления КРН на участках газопроводов различных газотранспортных предприятий / С.В. Карпов // М-лы отраслевого совещания в Ухте, 11–15 ноября 2002 г. Ч. 1. – М.: Газпром; ИРЦ Газпром, 2003.
12. Холоденко В.П. Микробиологические и химические параметры для диагностики стресс-коррозии магистральных газопроводов / В.П. Холоденко, С.В. Карпов, В.А. Чугунов и др. // М-лы 9-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Сочи, апрель 1999 г.). – М.: Газпром; Оргэнергогаз; ИРЦ Газпром, 1999. – Т. 1: Защита от коррозии магистральных трубопроводов.
13. Коростелева Т.К. Критериальная система диагностики КРН и оценка ее достоверности по результатам обследования состояния газопроводов предприятия «Уралтрансгаз» / Т.К. Коростелева, Д.Д. Гайдт, В.М. Горбунов // М-лы 8-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Сочи, апрель, 1998 г.). – М.: Газпром; Оргэнергогаз; ИРЦ Газпром, 1998. – Т. 2: Диагностика линейной части магистральных трубопроводов.
14. Коростелева Т.К. Организация экспертизы состояния трассы газопровода для выявления коррозионного растрескивания под напряжением / Т.К. Коростелева, П.М. Созонов, М.Л. Долганов // М-лы 9-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Сочи, 1999 г.). – М.: Газпром; Оргэнергогаз; ИРЦ Газпром, 1999. – Т. 2: Диагностика линейной части магистральных трубопроводов.
15. Карпов С.В. Перспектива решения проблемы КРН магистральных газопроводов / С.В. Карпов // М-лы 14-й Международной деловой встречи «Диагностика» (Арабская Республика Египет, апрель 2004 г.). – М.: Газпром; Оргэнергогаз; ИРЦ Газпром, 2004. – Т. 2, ч. 2.

Сведения об авторах

<i>Абросимов Павел Владимирович</i>	заместитель начальника Инженерно-технического центра по диагностике ООО «Газпром трансгаз Чайковский». Тел.: +7(735)2-43-87. E-mail: abrosimovpv@ptg.gazprom.ru
<i>Агинец Руслан Викторович</i>	д.т.н., профессор, заместитель Генерального директора по науке АО «Гипрогазцентр». Тел.: +7(831)433-67-14. E-mail: aginey@ggc.nnov.ru
<i>Алихашкин Алексей Сергеевич</i>	главный специалист Лаборатории методического обеспечения предпусковых и пусковых операций ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-91. E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Арабей Андрей Борисович</i>	к.т.н., начальник отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(495)719-22-32. E-mail: A.Arabey@adm.gazprom.ru
<i>Бакланова Ольга Николаевна</i>	начальник Лаборатории ФМК-2 Центра физической химии, материаловедения, биметаллов и специальных видов коррозии. Тел.: +7(916)330-15-40. E-mail: baklanovao@yandex.ru
<i>Баусов Сергей Вячеславович</i>	заместитель директора Инженерно-технического центра по аналитической работе филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» . Тел.: +7(343)226-51-57. E-mail: S.Bausov@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Богданов Роман Иванович</i>	к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории исследования процессов КРН ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: R_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru.
<i>Боженков Вячеслав Александрович</i>	старший научный сотрудник Института металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН. Тел.: +7(499)135-86-50. E-mail: BozhenovVA@imet.ac.ru
<i>Во Тхань Тьен</i>	аспирант Лаборатории коррозии металлов в природных условиях Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН. Тел.: +7(495)334-98-05. E-mail: mar@ipc.rssi.ru
<i>Ворончихин Станислав Юрьевич</i>	Генеральный директор ЗАО «ИнтроСкан Технолоджи». Тел.: +7(922)682-46-00. E-mail: s.voronchikhin@introsca.ru
<i>Губанок Иван Иванович</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора по ремонту трубопроводов и сооружений ООО «Газпром центрремонт». Тел.: +7(499)580-46-77. E-mail: E.Yurova@gcr.gazprom.ru
<i>Гуськов Сергей Сергеевич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник АО «Гипрогазцентр». Тел.: +7(831)421-84-86. E-mail: guskovss@mail.ru
<i>Докотович Алексей Борисович</i>	заместитель Генерального директора по контролю за техническим состоянием газовых и нефтяных объектов ООО «Газпром газнадзор». Тел.: +7(495)355-98-90. E-mail: dokutovitch@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Есиев Таймураз Сулейманович</i>	к.т.н, начальник Лаборатории труб Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: T_Esiev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ефремов Тимур Алмозович</i>	аспирант Лаборатории дефектоскопии Института физики металлов им. М.Н. Михеева Уральского отделения РАН. Тел.: +7(912)661–92–23. E-mail: efremovt@list.ru
<i>Завгороднев Алексей Васильевич</i>	к.г.-м.н., Генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Ставрополь». Тел.: +7(8652)94–09–08. E-mail: ooo@ktg.gazprom.ru
<i>Зайцев Александр Иванович</i>	д.ф.-м.н., профессор, директор Центра физической химии, материаловедения, биметаллов и специальных видов коррозии. Тел.: +7(915)058–31–92. E-mail: aizaitsev@mtu-net.ru
<i>Зapeвалов Дмитрий Николаевич</i>	директор Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–96–92. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иващенко Максим Сергеевич</i>	начальник Экспертно-аналитического отдела Управления производственных работ Экспертно-аналитического центра ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии». Тел.: +7(915)398–79–66. E-mail: ims@amt-rus.com
<i>Игнатенко Василий Эдуардович</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории коррозии металлов в природных условиях Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН. Тел.: +7(495)334–98–05. E-mail: basil148@mail.ru
<i>Исаенкова Маргарита Геннадьевна</i>	д.ф.-м.н., профессор, доцент Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Тел.: +7(909)638–34–78. E-mail: isamarg@mail.ru
<i>Истомин Артем Ильич</i>	начальник Челябинского отделения Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Тел.: +7(351)734–73–50. E-mail: ltp-ugt@chel.surnet.ru
<i>Кантор Матвей Матвеевич</i>	помощник заведующего Лабораторией № 4 Института металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН. Тел.: +7(499)135–86–50. E-mail: kantor@imet.ac.ru
<i>Карпов Сергей Всеволодович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории методического обеспечения предупредительных и пусковых операций ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–91. E-mail: S_Karpov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Коваленко Сергей Владимирович</i>	к.т.н., заместитель начальника Отдела по анализу производственной безопасности ООО «Газпром газнадзор». Тел.: +7(495)355–98–74. E-mail: kovalenko@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Козлов Константин Евгеньевич</i>	начальник Производственного управления по ремонту ЛЧ МГ ООО «Газпром центрремонт». Тел.: +7(499)526–45–80. E-mail: k.kozlov@gcr.gazprom.ru
<i>Коростелева Татьяна Константиновна</i>	к.т.н., начальник Лаборатории коррозионно-механической прочности и диагностики КРН Челябинского отделения Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Тел.: +7(351)734–73–10. E-mail: ltp-ugt@chel.surnet.ru

<i>Крымская Ольга Александровна</i>	ассистент Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Тел.: +7(919)779-54-85. E-mail: olgakrym@inbox.ru
<i>Крюков Алексей Вячеславович</i>	заместитель Генерального директора по эксплуатации газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта». Тел.: +7(8216)76-09-09. E-mail: sgp@sgp.gazprom.ru
<i>Кузнецов Алексей Николаевич</i>	д.т.н., заместитель Генерального директора по энергосбережению и экологии ООО «Газпром газнадзор» – начальник Экологической инспекции ПАО «Газпром». Тел.: +7(499)355-98-70. E-mail: ankuznetsov@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Кузнецов Юрий Игоревич</i>	д.х.н., заведующий Лабораторией физико-химических основ ингибирования коррозии металлов Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН. Тел.: +7(495)334-95-55. E-mail: kuznetsov@ipc.rssi.ru
<i>Куимов Сергей Николаевич</i>	директор Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Тел.: +7(343)226-51-09. E-mail: S.Kuimov@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Лалин Василий Александрович</i>	начальник Производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Тел.: +7(831)431-13-22. E-mail: lapinva@vtg.gazprom.ru
<i>Маевский Олег Владимирович</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора по эксплуатации газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» . Тел.: +7(34675)2-22-12. E-mail: Kansl@ttg.gazprom.ru
<i>Макаров Сергей Николаевич</i>	к.э.н., Генеральный директор АО «Делан». Тел.: +7(917)579-62-38. E-mail: info@delan.su
<i>Маревски Ульрих</i>	д.н., руководитель сектора целостности трубопроводов Open Grid Europe. Тел.: +49(201-3642)18-389. E-mail: ulrich.marewski@open-grid-europe.com
<i>Марцевой Сергей Александрович</i>	начальник отдела ООО «Газпром трансгаз Югорск». Тел.: +7(34675)2-22-23. E-mail: martsevov@ttg.gazprom.ru
<i>Маршаков Андрей Игоревич</i>	д.х.н., заведующий Лабораторией коррозии металлов в природных условиях Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН. Тел.: +7(495)334-98-05. E-mail: mar@ipc.rssi.ru
<i>Машуров Сергей Сэмович</i>	Генеральный директор ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии». Тел.: +7(495)727-35-41. E-mail: S.Mashurov@amt-rus.com
<i>Мелёхин Олег Николаевич</i>	начальник Управления ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-33-95. E-mail: O.Melekhin@adm.gazprom.ru
<i>Мельникова Анна Валерьевна</i>	главный специалист Лаборатории исследования процессов коррозионного растрескивания под напряжением ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: A_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Мирзоев Абдугаффор Мухамадович</i>	начальник Управления производственных работ Экспертно-аналитического центра ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии». Тел.: +7(495)727-35-41. E-mail: mgm@amt-rus.com
<i>Мирзоев Абдуджаббор Мухамадович</i>	заместитель директора Экспертно-аналитического центра ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии». Тел.: +7(495)727-35-41. E-mail: mdm@amt-rus.com
<i>Мишарин Дмитрий Андреевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории исследования процессов коррозионного растрескивания под напряжением ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48 доб.27-72 E-mail: D_Misharin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Морозов Николай Сергеевич</i>	инженер Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Тел.: +7(965)198-82-41. E-mail: nikolussss@gmail.com
<i>Мусонов Валерий Викторович</i>	к.т.н., начальник Отдела научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ АО «Гипрогазцентр». Тел.: +7(831)421-84-86. E-mail: bita-mvv@ggc.nnov.ru.
<i>Немчин Юрий Вадимович</i>	начальник Экспертно-аналитического управления ООО «Газпром газнадзор». Тел.: +7(495)355-98-65. E-mail: nemchin@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Нефёдов Сергей Васильевич</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора по науке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» . Тел.: +7(498)657-96-69. E-mail: S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Огородникова Марина Сергеевна</i>	инженер 2-й категории ООО «НПП «Нефтегаздиагностика». Тел.: +7(953)826-45-25. E-mail: m.ogorodnikova@neftegazdiagnostika.ru
<i>Перлович Юрий Анатольевич</i>	д.ф.-м.н., профессор, ведущий научный сотрудник Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Тел.: +7(916)959-12-12. E-mail: yuperl@mail.ru
<i>Петрунин Максим Андреевич</i>	к.х.н., заведующий сектором подземной коррозии и электрохимической защиты Лаборатории коррозии металлов в природных условиях Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН. Тел.: +7(495)334-98-05. E-mail: maxim@ipc.rssi.ru
<i>Подольская Вера Владимировна</i>	инженер Лаборатории коррозионно-механической прочности и диагностики КРН Челябинского отделения Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Тел.: +7(351) 734-73-04. E-mail: V.Podolskaya@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Родионова Ирина Гавриловна</i>	д.т.н., заместитель директора Центра физической химии, материаловедения, биметаллов и специальных видов коррозии. Тел.: +7(903)722-96-58. E-mail: igrodi@mail.ru
<i>Рыбалко Валерий Георгиевич</i>	д.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории дефектоскопии Института физики металлов им. М.Н. Михеева Уральского отделения РАН. Тел.: +7(982)637-94-66. E-mail: vgrifm@mail.ru

<i>Рыбалко Сергей Валерьевич</i>	к.т.н., Генеральный директор ООО «НПП «Нефтегаздиагностика». Тел.: +7(912)661-92-23. E-mail: rybalko@neftegazdiagnostika.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	к.т.н, начальник Лаборатории исследования процессов КРН ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Садрtdинов Риф Анварович</i>	заместитель Генерального директора по эксплуатации газопроводов ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Тел.: +7(831)430-70-12. E-mail: CEO@VTG.gazprom.ru
<i>Самокрутов Андрей Анатольевич</i>	д.т.н., Генеральный директор ООО «Акустические Контрольные Системы». Тел.: +7(495)984-74-62. E-mail: samokrutov@acsys.ru
<i>Сахон Алексей Владимирович</i>	главный технолог ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-34-02. E-mail: A.Sakhon@adm.gazprom.ru
<i>Седелев Юрий Анатольевич</i>	Генеральный директор ООО «ЭНТЭ». Тел.: +7(342)413-45-95. E-mail: sedelev@ente-ltd.ru
<i>Селиванов Алексей Анатольевич</i>	заместитель начальника отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-33-99. E-mail: A.Selivanov@adm.gazprom.ru
<i>Судьин Владислав Витальевич</i>	младший научный сотрудник Института металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН. Тел.: +7(919)772-42-13. E-mail: sudin.vlad@gmail.com
<i>Удод Кирилл Анатольевич</i>	младший научный сотрудник Центра физической химии, материаловедения, биметаллов и специальных видов коррозии. Тел.: +7(926)156-98-24. E-mail: kirilludod@chermet-cpmc.ru
<i>Шапиро Владимир Дмитриевич</i>	к.т.н., ведущий инженер Отдела по анализу производственной безопасности Экспертно-аналитического управления ООО «Газпром газнадзор». Тел.: +7(495)355-98-74. E-mail: shapiro@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Шарыгин Юрий Михайлович</i>	начальник Отдела надежности конструкционных элементов Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта». Тел.: +7(8216)77-33-83. E-mail: iusharygin@sgp.gazprom.ru
<i>Ширяпов Дмитрий Игоревич</i>	к.т.н. начальник Лаборатории методического обеспечения предпусковых и пусковых операций ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-91. E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Штайнер Михаэль</i>	д.н., руководитель Отдела целостности трубопроводов и материалов Open Grid Europe. Тел.: +49(201-3642)18-290. E-mail: michael.steiner@open-grid-europe.com

Аннотированный перечень статей

Арабей А.Б. Исследование возможности длительной эксплуатации труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями / А.Б. Арабей, О.Н. Мелёхин, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов, П.В. Абросимов, М. Штайнер, У. Маревски // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 4–11.

Опыт длительной эксплуатации магистральных газопроводов в России и за рубежом показал возможность совершенствования требований к ремонту труб со стресс-коррозионными повреждениями в зависимости от их реальной опасности в отношении надежности газопроводов. На сегодняшний день применительно к большинству магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии, актуальны задачи классификации повреждений по степени опасности и оценки сроков безопасной эксплуатации с заданным уровнем надежности.

С целью подтверждения возможности эксплуатации труб с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями в течение установленного периода времени выполнен ряд комплексных экспериментальных исследований. Работы проводились с учетом современных представлений о механизмах развития КРН трубных сталей в околонейтральных электролитах в условиях эксплуатации магистральных газопроводов. По результатам натурных гидравлических испытаний фрагментов труб и лабораторных исследований полнотолщинных образцов металла труб рост стресс-коррозионных повреждений глубиной менее одной десятой доли толщины стенки трубы не зафиксирован при механических нагрузках, соответствующих фактическим эксплуатационным, и при исключении доступа грунтового электролита к наружной поверхности трубы.

Богданов Р.И. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации / Р.И. Богданов, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, А.В. Завгороднев, В.Э. Игнатенко // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 12–22.

В работе рассмотрены характеристики основных типов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) трубных сталей, наблюдаемого в условиях эксплуатации подземных магистральных газопроводов (МГ). Отмечено, что на территории Российской Федерации для подземных МГ характерно транскристаллитное КРН в грунтовых электролитах с рН, близким к нейтральному. Объектом исследования служили фрагменты труб с трещи-

нами, а также пробы грунта и грунтового электролита, отобранные в местах экскавации участка МГ ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», пролегающего по территории Астраханской области. МГ выполнен из труб типоразмера 1020×10,0 мм, изготовленных из стали 17Г1С-У класса прочности К-52 и изолированных пленочным защитным покрытием трассового нанесения.

По результатам металлографических исследований показано, что выявленные на участке МГ трещины относятся к повреждениям КРН и имеют межкристаллитный характер распространения («классическое» КРН), нетипичный для большинства ранее исследованных стресс-коррозионных повреждений металла труб, эксплуатируемых на территории РФ. Также установлено, что химический состав грунта вдоль трассы МГ не полностью отвечает составу коррозионно-активных сред, провоцирующих развитие «классического» КРН трубных сталей.

С учетом современных представлений о механизмах коррозионно-механического разрушения трубных сталей в условиях эксплуатации МГ сделан вывод о том, что основным механизмом образования и развития выявленных КРН-повреждений служит локальное анодное растворение металла. Проведенное исследование показало, что область распространения «классического» КРН может оказаться шире, чем представлялось ранее. В частности, оно может быть обусловлено различным анионным составом грунтового электролита и протекать в разных геолого-климатических условиях.

Крымская О.А. Связь послойной неоднородности кристаллографической текстуры и предрасположенности к коррозионному растрескиванию под напряжением применительно к трубам магистральных газопроводов / О.А. Крымская, Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, Н.С. Морозов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 23–29.

Наличие послойной текстурной неоднородности в стальных трубах магистральных газопроводов (МГ) обусловлено различием условий горячей прокатки поверхностных и внутренних слоев листов, используемых при производстве труб. В числе этих условий градиент температуры и неоднородность деформации по толщине листа, насыщение поверхностных слоев примесями внедрения из атмосферы и др. Толщина поверхностного слоя с измененными параметрами текстуры зависит от режимов прокатки и может достигать трети толщины стенки трубы.

Послойная неоднородность способна влиять на склонность труб МГ к коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). Обусловлено это замедлением/остановкой раскрытия коррозионных трещин при достижении слоя с измененной тексту-

рой в силу того, что из-за высокой разориентации зерен возникает необходимость изменения плоскости движущейся трещины, а это требует увеличения приложенных напряжений.

Проведены результаты рентгеновских исследований кристаллографической текстуры и структурных характеристик образцов труб различного производства, вырезанных из участков МГ, находившихся в различных условиях эксплуатации. Образцы вырезались из участков с обнаруженными повреждениями КРН и без них. Определены основные текстурные компоненты внешних и внутренних слоев различных участков труб. Показано, что характер послышной текстурной неоднородности изменяется по длине одной и той же трубы.

Анализ совокупности полученных данных обнаруживает, что характер и степень текстурной неоднородности оказывают влияние на склонность труб к КРН в процессе эксплуатации. При этом более высокая степень текстурной неоднородности по толщине стенки трубы приводит к увеличению ее стойкости к КРН.

Кантор М.М. Применение метода дифракции отраженных электронов для изучения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных трубопроводов / М.М. Кантор, В.В. Судьин, В.А. Боженов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 30–36.

Ранее для исследования явления коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) труб применялись лишь металлографические методики определения пути распространения трещины и изучения изломов, но понимание важности кристаллографических особенностей зарождения и развития трещин потребовало применения дифракционных методик. В статье обоснована целесообразность использования метода дифракции отраженных электронов, позволяющего определять ориентацию кристаллита с локальностью до 50 нм, при исследовании механизмов образования транскристаллитного КРН стальных нефтегазопроводов и его развития на ранних стадиях. Понимание кристаллографических особенностей транскристаллитного КРН малоуглеродистых низколегированных сталей, характерного для отечественных газопроводов, важно с точки зрения дальнейшей разработки материалов, устойчивых к растрескиванию, и методов предотвращения образования новых и остановки уже существующих трещин.

Установлено, что короткие трещины КРН образуются только на случайных высокоугловых границах зерен и границах фаз. Показан переход от межзеренного распространения трещины к транскристаллитному. Изменение степени локальной пластической деформации около устья трещины с ее ростом наряду с изменением пути распространения может

свидетельствовать об изменении механизма ее распространения в ходе роста. Сделан вывод о том, что локальная пластическая деформация вдоль пути распространения глубоких трещин значительно превосходит деформацию при хрупком разрушении.

Родионова И.Г. Роль технологического и металлургического передела в процессе образования стресс-коррозионных повреждений в трубах из сталей классов прочности X70–X80 / И.Г. Родионова, А.И. Зайцев, К.А. Удод, О.Н. Бакланова // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 37–47.

Проведено комплексное исследование образцов разрушенных в результате стресс-коррозии участков магистральных газопроводов с использованием электрохимических и металлографических методов оценки стойкости стали к локальной коррозии, циклических методов оценки стойкости к коррозионному растрескиванию под напряжением, а также методов водородной диагностики. Показано, что существенную роль в развитии стресс-коррозии играют напряжения, возникающие при формовке труб, а также структурные элементы, которые при поступлении в сталь водорода в процессе эксплуатации способны его аккумулялировать, приводя к снижению коррозионной стойкости стали (неметаллические включения, структурная неоднородность). Проведенное исследование позволило оценить роль технологического и металлургического передела в развитии разных стадий стресс-коррозионного разрушения и разработать подходы к освоению производства сталей и труб с повышенной сопротивляемостью стресс-коррозии.

Маршаков А.И. Разработка ингибирующих композиций для предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов / А.И. Маршаков, И.В. Ряховских, В.Э. Игнатенко, М.А. Петрунин, Р.И. Богданов, Тхань Тьен Во, Ю.И. Кузнецов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 48–63.

Исследовано влияние различных ингибирующих композиций (ИК) на базе органических веществ и кремнийорганических соединений на развитие коррозионно-механических трещин в трубной стали X70 в слабодиссоциирующей (pH = 5,5) и нейтральной (pH = 7,0) модельных грунтовых электролитах, не содержащих и содержащих сероводород. Использовались методы статического, циклического нагружения и медленного растяжения образца. Показано, что ИК способны эффективно подавлять зарождение и рост трещин в трубной стали. Проведены сравнительные испытания на

адгезионную прочность, водостойкость, стойкость к катодному отслаиванию битумно-полимерных покрытий, содержащих различные композиции, ингибирующие коррозионное растрескивание под напряжением. Предложены составы ИК для последующих разработок и производства антикоррозионных защитных покрытий нового типа, рассчитанных на переизоляцию магистральных газопроводов.

Докутович А.Б. О возможности прогнозирования различных видов стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов ПАО «Газпром» / А.Б. Докутович, С.В. Коваленко, А.Н. Кузнецов, Ю.В. Немчин, В.Д. Шапиро // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 64–78.

Своевременное предупреждение неблагоприятных ситуаций (аварий, инцидентов) на магистральных газопроводах (МГ), эксплуатируемых дочерними обществами ПАО «Газпром», требует разработки методов прогнозной оценки риска эксплуатации. Это касается в первую очередь газо- и продуктопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. В статье представлена методика предсказания наиболее вероятного типа (природы) возможной аварии с использованием теории распознавания образов и привлечения ретроспективных сведений о случаях аварий на МГ, позволяющая:

- определить наиболее вероятный тип (физическую природу) гипотетической аварии в конкретной точке эксплуатируемого газопровода с использованием данных пробного (одиночного) шурфования и уточнить вид (механизм) разрушения, а соответственно, обеспечить возможность обоснованного планирования противоаварийных мероприятий, оценку масштаба возможного ущерба от аварии;
- проверить правильность причинно-следственных выводов специальных комиссий по расследованию аварий в случаях недостаточности информации для однозначных выводов на основе изучения обстановки на месте аварии.

Использование методики позволит также прогнозировать риски в области охраны труда и промышленной безопасности, в том числе при разработке деклараций промышленной безопасности, инженерной разработке обоснований безопасности, продлении ресурса и решении других задач, связанных с обеспечением безопасности МГ.

Ряховских И.В. Совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / И.В. Ряховских, А.В. Мельникова, Д.А. Мишарин, А.В. Крюков, Ю.М. Шарыгин, И.И. Губанок, К.Е. Козлов, А.В. Сахон, С.Н. Макаров // Вести газовой науки: Повышение надежности магистраль-

ных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 79–86.

В статье представлены результаты ретроспективного анализа данных о поврежденности и аварийности магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» с начала 2000-х гг. Обоснована актуальность исследований Общества, направленных на совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, и дифференциации требований к вырезке труб со стресс-коррозионными повреждениями в зависимости от реального риска в отношении эксплуатационной надежности.

Представлены результаты стендовых ресурсных испытаний (2009–2011 гг.) труб большого диаметра со стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 1,4 мм; полигонных испытаний (2015 г.) трубной плети со стресс-коррозионными повреждениями глубиной до 2,5 мм. Описаны основные этапы и предварительные результаты реализации двухгодичной программы опытно-промышленных испытаний технологии ремонта магистральных газопроводов, обеспечивающей длительную эксплуатацию труб с неглубокими стресс-коррозионными повреждениями, на базе действующего участка линейной части магистрального газопровода Пунга – Ухта – Грязовец.

Нефёдов С.В. Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / С.В. Нефёдов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов, О.В. Маевский, С.А. Марцевой, А.А. Селиванов, А.М. Мирзоев // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 88–96.

В статье представлены результаты комплексного анализа и систематизации данных о стресс-коррозионной поврежденности магистральных газопроводов (МГ) ООО «Газпром трансгаз Югорск», полученных по результатам внутритрубного технического диагностирования и неразрушающего контроля труб в процессе капитального ремонта. Установлено, что не менее чем в 92 % случаев глубина стресс-коррозионных повреждений на МГ не превышает 0,1 толщины стенки трубы.

На основании действующей в ПАО «Газпром» нормативной документации в области оценки прочности труб с повреждениями КРН обоснована классификация труб со стресс-коррозионными повреждениями по степени опасности, в том числе с учетом требований к средствам автоматизированного неразрушающего контроля. Разработана корреляционная модель стресс-коррозионной

поврежденности труб с учетом степени опасности стресс-коррозионных повреждений, факторов их образования и развития, а также результатов диагностирования МГ в протяженных шурфах. Выполнена верификация вновь разработанной модели на линейных участках МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» для различных сценариев учета данных по ранее отремонтированным участкам газопроводов. Предложена расчетно-аналитическая методика планирования дополнительных обследований труб в протяженных шурфах для уточнения объемов отбраковки труб при проведении капитального ремонта.

Рыбалко С.В. Опыт мониторинга технического состояния труб, оставленных в эксплуатации со стресс-коррозионными повреждениями / С.В. Рыбалко, В.Г. Рыбалко, Т.А. Ефремов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 97–101.

В статье рассматриваются вопросы выбора и оптимизации методов ремонта и диагностики труб, подверженных стресс-коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). При выполнении ремонтов на объектах газотранспортных предприятий в последнее время практикуется вырезка труб при обнаружении в них повреждений КРН любого размера. Вырезанная труба при этом заменяется на новую. Такой подход к выполнению ремонтов трудоемок, дорогостоящ и, учитывая результаты исследований, не обоснован, так как незначительные (глубиной менее 1 мм) повреждения КРН при снижении напряжений в стенках труб перестанут развиваться и перейдут в состояние обычной коррозии. Таким образом, нецелесообразно вырезать трубы с повреждениями КРН глубиной менее 1 мм, достаточно идентифицировать обнаруженные повреждения и контролировать их развитие.

Коллектив ООО «НПП «Нефтегаздиагностика» (ранее – ООО «Экспертиза») разработал и апробировал технические средства диагностики и мониторинга технического состояния труб, оставленных в эксплуатации с повреждениями КРН, которые можно применить для оптимизации и снижения стоимости процедур ремонта.

Агинея Р.В. Исследование геометрических параметров и особенностей расположения стресс-коррозионных повреждений на магистральных газопроводах / Р.В. Агинея, С.С. Гуськов, В.В. Мусонов, Р.А. Садртдинов, В.А. Лапин // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 102–107.

Представлены результаты исследования параметров стресс-коррозионных повреждений, выявленных в ходе диагностического обследования при капитальном ремонте подземных газопроводов.

Установлен ряд закономерностей расположения повреждений указанного типа. Рассчитано относительное количество труб разных типов со стресс-коррозионными повреждениями на участках обследования. Определены геометрические характеристики повреждений. Проанализированы особенности расположения стресс-коррозионных повреждений на участках обследования.

Мирзоев А.М. Нейросетевая модель стресс-коррозионной поврежденности участков линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» / А.М. Мирзоев, М.С. Иващенко, А.И. Маршаков // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 108–112.

На сегодняшний день планирование капитального ремонта (КР) участков магистральных газопроводов и разработка методов прогнозирования количества труб с повреждениями типа коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), подлежащих замене, осуществляется по данным периодических технических обследований с использованием внутритрубных дефектоскопов, которые в свою очередь имеют ряд ограничений и не всегда обладают необходимой точностью. Указанные технологические и методические особенности приводят к существенным отклонениям от ранее запланированных объемов отбраковки труб с повреждениями КРН в процессе КР, а также в ряде случаев к непрогнозируемым отказам газопроводов по причине КРН.

По мнению авторов, повысить точность прогнозирования стресс-коррозионной поврежденности труб возможно путем декомпозиции факторов, ответственных за процесс КРН, и уточнения их значений с учетом гидрогеологических особенностей местности и степени агрессивности грунта. При этом оценку указанных факторов КРН целесообразно осуществлять с применением методов машинного обучения и обработки данных, например нейросетевых технологий.

С учетом изложенного, на основании выбранных факторов и их оценочных параметров авторами разработана нейросетевая модель стресс-коррозионной поврежденности магистрального газопровода с целью повышения достоверности планирования выборочного и капитального ремонта участков газопроводов, а также прогнозирования объемов материально-технических ресурсов и предремонтных обследований в протяженных шурфах.

Машуров С.С. Специальное коррозионное обследование трубопроводов с использованием комбинированного метода / С.С. Машуров, А.М. Мирзоев, Д.Н. Запелалов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрески-

ванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 113–119.

В статье рассмотрена технология комплексного технического диагностирования трубопроводов, основанная на комбинированном применении усовершенствованных методов наземного обследования трубопроводов – электрометрического (измерение градиентов напряжения постоянного тока в продольном и поперечном направлениях в сочетании с методом выносного электрода) и магнитометрического, реализуемых совместно и одновременно. Включение в состав работ магнитометрической составляющей позволяет бесконтактным способом обнаруживать аномалии, которые не могут быть выявлены электрометрическим обследованием (повреждения под защитным покрытием).

Предложенная технология оформлена в виде методики специальных коррозионных обследований, в которой определены порядок организации и проведения работ, требования к применяемому оборудованию, методология совместного анализа и обработки результатов обследований, возможности и ограничения применения методики.

Ворончихин С.Ю. Оценка технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров / С.Ю. Ворончихин, А.А. Самокрутов, Ю.А. Седелев // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 120–130.

Непосредственное использование технических средств внутритрубной дефектоскопии – снарядов-дефектоскопов, широко применяющихся для диагностики линейной части магистральных газопроводов, практически невозможно на технологических трубопроводах компрессорных станций (ТТ КС) из-за сложной пространственной конфигурации системы трубопроводов, наличия большого числа изгибов труб, подъемов, ответвлений. Кроме того, снаряды-дефектоскопы рассчитаны на движение в потоке газа со скоростями 1–10 м/с, что невозможно реализовать на ограниченных участках ТТ КС, как правило, протяженностью 200–2000 м. Важно отметить повышенную загрязненность отдельных труднодоступных участков ТТ КС, что еще больше сужает перечень средств, подходящих для проведения внутритрубной технической диагностики указанных объектов.

В статье представлен разработанный в ЗАО «ИнтроСкан Технолджи» специализированный ультразвуковой сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan для внутритрубной диагностики ТТ КС, способный самостоятельно передвигаться внутри трубопровода, преодолевать криволинейные и вертикальные участки и, самое главное, нести на себе диагностическую аппаратуру, обеспечивающую получение объективной информации о состо-

янии внутренней полости и геометрии ТТ КС, наличии повреждений в основном металле тела трубы и сварных швах. Отмечены основные конструктивные особенности прибора, в том числе схема формирования зондирующего импульса. Приводится перечень типовых повреждений, выявляемых A2072 IntroScan в процессе диагностики состояния ТТ КС. Охарактеризована автоматизированная система управления технологическим процессом внутритрубного контроля IntroScan.

Куимов С.Н. Информационно-аналитическое сопровождение процессов управления техническим состоянием газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / С.Н. Куимов, С.В. Баусов, А.И. Истомин, Т.К. Коростелёва, В.В. Подольская // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 131–139.

В ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» проводится совершенствование Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ) газопроводов на основе нормативных документов ПАО «Газпром». Однако при их использовании на газопроводах, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН), возникают некоторые проблемы, а именно:

- величины интегральных показателей технического состояния (ТС) не обеспечивают объективной оценки и ранжирования ТС из-за недостаточной надежности выявления и идентификации различных типов трещиноподобных повреждений внутритрубной диагностикой (ВТД) и невысокой достоверности прогнозирующих технологий выявления потенциально опасных участков КРН и определения их границ;
- нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте, не учитывают отсутствия информации о фактической степени поврежденности газопроводов КРН.

Предлагается решить обозначенные проблемы путем:

- выделения потенциально опасных участков (ПОУ) с наличием природно-технических условий КРН по пространственному совпадению четырех системообразующих факторов КРН;
- прогнозирования количества труб, поврежденных КРН, в границах выявленных ПОУ, ранжирования ПОУ по вероятной степени поврежденности КРН, проведения расчетов показателей СУТСЦ и выбора управляющих воздействий с учетом данного количества труб и ранжирования ПОУ;
- использования специализированной системы оценки ТС, планирования и контроля выполнения ремонта газопроводов, подверженных КРН, при внедрении и совершенствовании методологии СУТСЦ;
- построения информационной модели пространственного прогноза для выделения местопо-

ложения и протяженности участков, поврежденных КРН;

- построения информационной модели автоматизированной оценки ТС и выбора решений о ремонте по данным ВТД и инструментальной наземной диагностики с использованием информации о местоположении и протяженности ПОУ;

- применения прикладного программного обеспечения, разработанного на основе данных информационных моделей, в расчетно-аналитических процедурах СУТСЦ;

- реализации специальных систематических мероприятий для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газопроводов.

Специализированная система оценки ТС, планирования и контроля проведения ремонта, а также реализующее ее программное обеспечение используются в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» для поддержки принятия решений при формировании программ диагностики и ремонта газопроводов.

Рыбалко С.В. Перспективы применения высокопроизводительных вихрековых дефектоскопов при диагностике участков газопроводов / С.В. Рыбалко, Ю.А. Косырев, М.С. Огородникова, В.Г. Рыбалко, Т.А. Ефремов // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 140–143.

В статье рассматриваются вопросы выбора и оптимизации методов диагностики труб газопроводов, подверженных стресс-коррозионному растрескиванию. Практика диагностики показала, что на коротких участках при обследовании целесообразно использовать портативные дефектоскопы типа МВД, ВК, на протяженных участках оправ-

даны механизированные комплексы, например ДНС-1400, а также могут быть использованы вихрековые широкозахватные (300 мм) дефектоскопы ДНШ-24. Оригинальная конструкция обеспечивает легкий доступ датчика дефектоскопа ко всем контрольным точкам по периметру трубы и высокую скорость обследования.

Карпов С.В. Комплексные исследования коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: опыт и перспективы / С.В. Карпов, Д.И. Ширяпов, А.С. Алихашкин // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27). – С. 144–154.

В 1980–1990 гг. коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) привело к многочисленным авариям на магистральных газопроводах. В статье рассмотрены различные аспекты, пути решения и методы исследования этой проблемы. Изучены вопросы переиспытания газопроводов повышенным давлением с целью предупреждения на них аварийных разрушений по причине КРН, определены причины повышенной предрасположенности к КРН двухшовных труб Харцызского трубного завода, диагностические признаки КРН, показан опыт применения внутритрубной дефектоскопии для поиска стресс-коррозионных повреждений, полевых обследований газопроводов, подверженных КРН. Выполнен сравнительный анализ результатов выявления стресс-коррозионных повреждений внутритрубной дефектоскопией при полевых обследованиях с использованием локальных методов и при переизоляции участков газопроводов.

Information about the authors

<i>Abrosimov Pavel Vladimirovich</i>	deputy head of Diagnostics engineering technical center at the Gazprom transgaz Chaykovskiy LLC. Tel.: +7(735)2-43-87. E-mail: abrosimovpv@ptg.gazprom.ru
<i>Aginey Ruslan Viktorovich</i>	doctor of engineering, professor, deputy General director on science of the Giprogazsentr JSC. Tel.: +7(831)433-67-14. E-mail: aginey@ggc.nnov.ru
<i>Alikhashkin Aleksy Sergeyevich</i>	chief specialist of the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-91. E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Arabey Andrey Borisovich</i>	candidate of engineering, head of Department at Gazprom PJSC. Tel.: +7(495)719-22-32. E-mail: A.Arabey@adm.gazprom.ru
<i>Baklanova Olga Nikolayevna</i>	head of the FMK-2 laboratory in the Center for physicochemistry, materials technology, bimetals and special types of corrosion at the I.P. Bardin Central Research Institute for Ferrous Metallurgy. Tel.: +7(916)330-15-40. E-mail: baklanovao@yandex.ru
<i>Bausov Sergey Vyacheslavovich</i>	deputy director on analytical work of the Engineering technical center – affiliated branch of the Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC. Tel.: +7(343)226-51-57. E-mail: S.Bausov@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Bogdanov Roman Ivanovich</i>	candidate of chemistry, senior research associate of Laboratory for studying processes of stress corrosion cracking in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: R_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru.
<i>Bozhenov Vyacheslav Aleksandrovich</i>	senior research associate at the A.A. Baykov Institute of Metallurgy and Material Science RAS. Tel.: +7(499)135-86-50. E-mail: BozhenovVA@imet.ac.ru
<i>Dokutovich Aleksy Borisovich</i>	deputy General director on the health control of the gas and oil objects of Gazprom gaznadzor LLC. Tel.: +7(499)355-98-90. E-mail: dokutovitch@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Gubanok Ivan Ivanovich</i>	deputy General director on repair of pipelines and utilities of Gazprom tsentrremont LLC. Tel.: +7(499)580-46-77. E-mail: E.Yurova@gcr.gazprom.ru
<i>Guskov Sergey Sergeyevich</i>	candidate of engineering, senior research associate at the Giprogazsentr JSC. Tel.: +7(831)421-84-86. E-mail: guskovss@mail.ru
<i>Ignatenko Vasily Eduardovich</i>	candidate of chemistry, leading research associate of Laboratory for corrosion of metals in natural environment at the A.N. Frumkin Institute of Chemistry and Electrochemistry RAS. Tel.: +7(495)334-98-05. E-mail: basil148@mail.ru
<i>Isayenkova Margarita Gennadyevna</i>	doctor of physics and mathematics, professor, assistant professor in the National Research Nuclear University MEPhI. Tel.: +7(909)638-34-78. E-mail: isamarg@mail.ru

<i>Istomin Artem Ilich</i>	head of Chelyabinsk subsidiary of the Engineering technical center – affiliated branch of the Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC. Tel.: +7(351)734–73–50. E-mail: ltp-ugt@chel.surnet.ru
<i>Ivashchenko Maksim Sergeevich</i>	head of the Expert analytical department in the Direction for production of the Expert analytical center at the Aerospace Monitoring and Technologies CJSC. Tel.: +7(915)398–79–66. E-mail: ims@amt-rus.com
<i>Kantor Matvey Matveyevich</i>	assistant of the chief of Laboratory № 4 at the A. A. Baykov Institute of Metallurgy and Material Science RAS. Tel.: +7(499)135–86–50. E-mail: kantor@imet.ac.ru
<i>Karpov Sergey Vsevolodovich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–43–91. E-mail: S_Karpov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Korosteleva Tatyana Konstantinovna</i>	candidate of engineering, chief of Laboratory for mechanochemical strength and diagnostics of stress-corrosion cracking at the Chelyabinsk subsidiary of the Engineering technical center – affiliated branch of the Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC. Tel.: +7(351)734–73–10. E-mail: ltp-ugt@chel.surnet.ru
<i>Kovalenko Sergey Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Department for analysis of industrial safety at the Gazprom gaznadzor LLC. Tel.: +7(495)355–98–74. E-mail: kovalenko@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Kozlov Konstantin Yevgenyevich</i>	head of Production direction on repair of gas main linear parts at the Gazprom tsentrremont LLC. Tel.: +7(499)526–45–80. E-mail: k.kozlov@gcr.gazprom.ru
<i>Krukov Aleksy Vyacheslavovich</i>	deputy General director on gas pipelines operation of the Gazprom transgaz Ukhta LLC. Tel.: +7(8216)76–09–09. E-mail: sgp@sgp.gazprom.ru
<i>Krymskaya Olga Aleksandrovna</i>	assistant in the National Research Nuclear University MEPhI. Tel.: +7(919)779–54–85. E-mail: olgakrym@inbox.ru
<i>Kuimov Sergey Nikolayevich</i>	director of the Engineering technical center – affiliated branch of the Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC. Tel.: +7(343)226–51–09. E-mail: S.Kuimov@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Kuznetsov Yuriy Igorevich</i>	doctor of chemistry, head of Laboratory for physical and chemical basics of inhibiting metal corrosion at the A.N. Frumkin Institute of Chemistry and Electrochemistry RAS. Tel.: +7(495)334–95–55. E-mail: kuznetsov@ipc.rssi.ru
<i>Kuznetsov Aleksy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, deputy General director on the quality control of power saving and ecology of Gazprom gaznadzor LLC – head of the Ecological inspection of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(499)355–98–70. E-mail: ankuznetsov@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Lapin Vasily Aleksandrovich</i>	head of the Production department for operation of gas mains at the Gazprom transgaz Nizhniy Novgorod LLC. Tel.: +7(831)431–13–22. E-mail: lapinva@vtg.gazprom.ru

<i>Makarov Sergey Nikolayevich</i>	candidate of economics, General director of Delan JSC. Tel.: +7(917)579-62-38. E-mail: info@delan.su
<i>Marewski Ulrich</i>	chief of the sector for integrity of pipelines in the Open Grid Europe. Tel.: +49(201-3642)18-389. E-mail: ulrich.marewski@open-grid-europe.com
<i>Marshakov Andrey Igorevich</i>	doctor of chemistry, head of Laboratory for corrosion of metals in natural environment at the A.N. Frumkin Institute of Chemistry and Electrochemistry RAS. Tel.: +7(495)334-98-05. E-mail: mar@ipc.rssi.ru
<i>Martsevov Sergey Aleksandrovich</i>	head of department at the Gazprom transgaz Yugorsk LLC. Tel.: +7(34675) 2-22-23. E-mail: martsevov@ttg.gazprom.ru
<i>Mashurov Sergey Semovich</i>	the Aerospace Monitoring and Technologies CJSC. Tel.: +7(495)727-35-41. E-mail: S.Mashurov@amt-rus.com
<i>Mayevskiy Oleg Vladimirovich</i>	deputy General director on operation of gas pipelines of the Gazprom transgaz Yugorsk LLC. Tel.: +7(34675)2-22-12. E-mail: Kans1@ttg.gazprom.ru
<i>Melekhin Oleg Nikolayevich</i>	head of Direction at Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641-33-95. E-mail: O.Melekhin@adm.gazprom.ru
<i>Melnikova Anna Valeryevna</i>	chief specialist of the Laboratory for studying processes of stress corrosion cracking in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: A_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mirzoyev Abdudzhabor Mukhamedovich</i>	deputy director of the Expert analytical center of the Aerospace Monitoring and Technologies CJSC. Tel.: +7(495)727-35-41. E-mail: mdm@amt-rus.com
<i>Mirzoyev Abdugaffor Mukhamedovich</i>	head of Direction for production of the Expert analytical center at the Aerospace Monitoring and Technologies CJSC. Tel.: +7(495)727-35-41. E-mail: mgm@amt-rus.com
<i>Morozov Nikolay Sergeyeovich</i>	engineer in the National Research Nuclear University MEPhI. Tel.: +7(965)198-82-41. E-mail: nikolusssss@gmail.com
<i>Musonov Valeriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of Department for scientific research and experimental design works at the Giprogaztsentr JSC. Tel.: +7(831)421-84-86. E-mail: bita-mvv@ggc.nnov.ru.
<i>Nefedov Sergey Vasilyevich</i>	candidate of engineering, deputy General director on science of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-69. E-mail: S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nemchin Yuriy Vladimirovich</i>	head of the Expert analytical direction of Gazprom gaznadzor LLC. Tel.: +7(495)355-98-65. E-mail: nemchin@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Ogorodnikova Marina Sergeevna</i>	engineer of the 2 ^d category in the NPP Neftegazgiagnostika LLC. Tel.: +7(953)826-45-25. E-mail: m.ogorodnikova@neftegazdiagnostika.ru

<i>Perlovich Yuriy Anatolyevich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, leading research associate in the National Research Nuclear University MEPhI. Tel.: +7(916)959-12-12. E-mail: yuperl@mail.ru
<i>Petrinin Maksim Andreyevich</i>	candidate of chemistry, chief of the sector for underground corrosion and electrochemical protection in the Laboratory for corrosion of metals in natural environment at the A.N. Frumkin Institute of Chemistry and Electrochemistry RAS. Tel.: +7(495)334-98-05. E-mail: maxim@ipc.rssi.ru
<i>Podolskaya Vera Vladimirovna</i>	engineer in Laboratory for mechanochemical strength and diagnostics of stress-corrosion cracking at the Chelyabinsk subsidiary of the Engineering technical center – affiliated branch of the Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC. Tel.: +7(351) 734-73-04. E-mail: V.Podolskaya@ekaterinburg-tr.gazprom.ru
<i>Rodionova Irina Gavrilovna</i>	doctor of engineering, deputy director of the Center for physicochemistry, materials technology, bimetal and special types of corrosion at the I.P. Bardin Central Research Institute for Ferrous Metallurgy. Tel.: +7(903)722-96-58. E-mail: igrodi@mail.ru
<i>Ryakhovskikh Ilya Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of Laboratory for studying processes of stress corrosion cracking in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rybalko Sergey Valeryevich</i>	candidate of engineering, General director of the NPP Neftegazdiagnostika LLC. Tel.: +7(912)661-92-23. E-mail: rybalko@neftegazdiagnostika.ru
<i>Rybalko Valeriy Georgiyevich</i>	doctor of engineering, senior research associate in the Laboratory for flaw detection at M.N. Mikheev Institute of Metal Physics of the Ural Branch of the RAS. Tel.: +7(982)637-94-66. E-mail: vgrifm@mail.ru
<i>Sadrtdinov Rif Anvarovich</i>	deputy General director on operation of gas pipelines of the Gazprom transgaz Nizhniy Novgorod LLC. Tel.: +7(831)430-70-12. E-mail: CEO@VTG.gazprom.ru
<i>Sakhon Aleksy Vladimirovich</i>	chief production manager of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641-34-02. E-mail: A.Sakhon@adm.gazprom.ru
<i>Samokrutov Andrey Anatolyevich</i>	doctor of engineering, General director of the Acoustic Control Systems Ltd. Tel.: +7(495)984-74-62. E-mail: samokrutov@acsys.ru
<i>Sedelev Yuriy Anatolyevich</i>	General director of the ENTE LLC. Tel.: +7(342)413-45-95. E-mail: sedelev@ente-ltd.ru
<i>Selivanov Aleksy Anatolyevich</i>	deputy head of department at the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641-33-99. E-mail: A.Selivanov@adm.gazprom.ru
<i>Shapiro Vladimir Dmitriyevich</i>	candidate of engineering, leading engineer of the Department for analysis of industrial safety in the Expert analytical direction of Gazprom gaznadzor LLC. Tel.: +7(495)355-98-74. E-mail: shapiro@gaznadzor.gazprom.ru

<i>Sharygin Yuriy Mikhaylovich</i>	head of Department for reliability of design elements in the Engineering technical center at the Gazprom transgaz Ukhta LLC. Tel.: +7(8216)77–33–83. E-mail: iusharygin@sgp.gazprom.ru
<i>Shiryapov Dmitriy Igorevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations in the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–43–91. E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Steiner Michael</i>	head of Department for integrity of pipelines and materials in the Open Grid Europe. Tel.: +49(201–3642)18–290. E-mail: michael.steiner@open-grid-europe.com
<i>Sudin Vladislav Vitalyevich</i>	junior research associate in the A.A. Baykov Institute of Metallurgy and Material Science RAS. Tel.: +7(919)772–42–13. E-mail: sudin.vlad@gmail.com
<i>Udod Kirill Anatolyevich</i>	junior research associate in the Center for physicochemistry, materials technology, bimetals and special types of corrosion at the I.P. Bardin Central Research Institute for Ferrous Metallurgy. Tel.: +7(926)156–98–24. E-mail: kirilludod@chermet-cpmc.ru
<i>Vo Thanh Thien</i>	postgraduate student of the Laboratory for corrosion of metals in natural environment at the A.N. Frumkin Institute of Chemistry and Electrochemistry RAS. Tel.: +7(495)334–98–05. E-mail: mar@ipc.rssi.ru
<i>Voronchkhin Stanislav Yuryevich</i>	General director of the IntroScan Technology CJSC. Tel.: +7(922)682–46–00. E-mail: s.voronchikhin@introscan.ru
<i>Yefremov Timur Almozovich</i>	postgraduate student of the Laboratory for flaw detection at M.N. Mikheev Institute of Metal Physics of the Ural Branch of the RAS. Tel.: +7(912)661–92–23. E-mail: efremovt@list.ru
<i>Yesiyev Taymuraz Suleymanovich</i>	candidate of engineering, head of Pipe laboratory in the Center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–40–48. E-mail: T_Esiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zapevalov Dmitriy Nikolayevich</i>	director of the Center for technologies of construction, repair and corrosion protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–96–92. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zavgorodnev Alekssey Vasilyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, General director of Gazprom transgaz Stavropol. Tel.: +7(8652)94–09–08. E-mail: ooo@ktg.gazprom.ru
<i>Zaytsev Aleksandr Ivanovich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, director of the Center for physicochemistry, materials technology, bimetals and special types of corrosion at the I.P. Bardin Central Research Institute for Ferrous Metallurgy. Tel.: +7(915)058–31–92. E-mail: aizaitsev@mtu-net.ru

Annotated list of articles

Arabey A.B. Studying a possibility of continuous service of pipes with minor stress-corrosion cracks / A.B. Arabey, O.N. Melekhin, I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, P.V. Abrosimov, M. Steiner, U. Marewski // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking.* – 2016. – № 3 (27). – P. 4–11.

Russian and foreign practice in durable exploiting of gas mains shows a possibility to perfect requirements for maintenance of tubes with stress corrosion cracks in accordance with real hazards to reliability of gas pipelines. Today, it seems actual, that in respect to most of gas mains subject to stress corrosion damages are to be classified by hazard levels, and terms of safe operation with given extent of reliability are to be estimated.

In order to verify a possibility to use tubes with minor stress corrosion cracks during some set period of time, few complex tests have been fulfilled. These works took into account modern knowledge on mechanisms of stress corrosion development in pipe steels within near-neutral electrolytes in gas mains operational conditions. According to the results of hydraulic tests in situ and laboratory tests of full-thickness samples of tube metal, expansion of 0,1t deep stress corrosion cracks (where *t* is a thickness of a tube wall) was not detected in case of mechanical loads, which correspond to factual operational ones, and in case of exception of soil electrolyte access to the external surface of a tube.

References

Arabey A.B. Stress corrosion cracking of tubes in gas mains: atlas / A.B. Arabey, Z. Knoshinski. – Moscow: Nauka, 2006. – 105 p.

Arabey A.B. Influence of pipes' production techniques on their stress-corrosion resistance / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – № 2 (670). – P. 52–54.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Chen W. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen / W. Chen, R. Kania, R. Worthingham et al. // *Acta Materialia*. – 2009. – V. 57. – № 20. – P. 6200–6214.

Linton V. Strategies for the repair of stress-corrosion cracked gas transmission pipelines: assessment of the potential for fatigue failure of dormant stress-corrosion cracks due to cyclic pressure service / V. Linton, E. Gamboa, M. Law // *Journal of pipeline engineering*. – 2007. – V. 6. – № 4. – P. 207–217.

Marewski U. UKOPA/GP/009. Near neutral pH and high pH stress corrosion cracking: industry good practice guide / U. Marewski, M. Steiner. – Ambergate, Derbyshire: UK onshore pipeline operators' association, 2016.

Ginten M. An integrated approach to the integrity management of stress corrosion cracking in pipelines: a case study / M. Ginten, T. Penney, I. Richardson et al. // *Proc. of Rio Pipeline Conference & Exposition*, September 24–26, 2013. – 2014.

Adamenko S.V. Resource potentialities of gas main tubes after a period of durable operation / S.V. Adamenko, S.V. Romantsov, V.V. Zorin // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – № 10. – P. 22–25.

Dolgov I.A. Estimation of stress-corrosion cracks' behavior at loading a tube with inner pressure / I.A. Dolgov, V.A. Gorchakov, S.V. Pakhtusov et al. // *Defektoskopiya*. – 2002. – № 2. – P. 83–89.

R 6: Assessing the integrity of structures containing defects. – British Energy Generation Limited (BEG), 2001. – Rev. 4.

BS 7910:2005. Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures.

API 579-1/ASME FFS-1. Fitness-For-Service. – 2007.

Recommendations R Gazprom 9.4-030-2014. Procedure for assessment of strength of the compressor station process pipelines with stress-corrosion damages / I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, V.O. Makhanev et al. – Moscow: Gazprom expo, 2015. – 58 p.

Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high pressure pipelines in contact with solutions of near-neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // *Corrosion*. – 1994. – V. 50. – № 5. – P. 394–408.

Ryakhovskikh I.V. Perfection of methods for estimation of gas-transmitting steels' resistance to stress corrosion cracking / I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, S.A. Kokhtev // *Fizika i khimiya obrabotki materialov*. – 2012. – № 4. – P. 88–93.

Patent RF. Method of pipe steels testing on stress corrosion cracking / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. – 2016.

GOST 5639-82. Steels and alloys. Methods for detection and determination of grain size.

GOST 5640-68. Steel. Metallographic method for determination of microstructure of sheets and bands.

Bogdanov R.I. Features of stress corrosion cracking in gas mains at the territory of Russian Federation / R.I. Bogdanov, I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, A.V. Zavgorodnev, V.E. Ignatenko // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 12–22.

The article contains detailed description of the main types of pipe steel stress corrosion cracking (SCC) apparent in operation of gas mains. It is depicted, that underground gas trunk pipelines at the territory of Russian Federation were subject of transcrystalline SCC in soils with pH close to a neutral one. The objects of research are the fragments of tubes with cracks, as well as the samples of soil and soil electrolyte taken in points of excavation at the section of Gazprom Transgaz Stavropol LLC gas main running along the territory of the Astrakhan Region. The trunk gas pipeline is made of tubes $\varnothing 1020 \times 10$ mm, manufactured from 17Г1С-Y steel with strength index K-52 and sealed with a film protective coat of trace coatication.

According to results of metallographic research it is shown, that detected cracks correspond to SCC damages and demonstrate an intercrystalline proliferation («classical» SCC), which is not typical for most of previously found stress-corrosion damages of pipes being used in Russia. Also it is determined, that chemical compound of the soil along the gas main route does not totally correspond to a composition of hot-spot media, provoking development of «classical» SCC of the pipe steels.

On account of modern view of stress corrosion mechanical breakage of pipe steels in conditions of gas mains' operation, it is concluded, that the main driver for origination of depicted SCC damages is a local anodic dissolution of metal. The carried out research has shown, that the sphere of «classical» stress corrosion cracking could be much wider, than it is believed now. In particular, it could be reasoned by varieties of the soil electrolyte compound and can eventuate in different geological and climatic environment.

References

Arabey A.B. Stress corrosion cracking of tubes in gas mains: atlas / A.B. Arabey, Z. Knoshinski. – Moscow: Nauka, 2006. – 105 p.

Cheng Y.F. Stress corrosion of pipeline / Y.F. Cheng. – Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013. – 257 p.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

MH-2-95. Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels: rep. NEB. – 1996. – 147 p.

Antonov V.G. Studying conditions and reasons for stress corrosion cracking of gas mains / V.G. Antonov, A.V. Baldin, Z.T. Galiullin et al. – Moscow: VNIIEgazprom, 1991. – 43 p.

Kanaykin V.A. Destruction of pipes within gas mains / V.A. Kanaykin, A.F. Matviyenko. – Yekaterinburg, 1997. – 102 p.

Baker M. Stress corrosion cracking study: final report for OPS TTO8. Integrity Management Program / M. Baker; Department of Transportation. – Calgary, Canada: Office of Pipeline Safety, 2005.

Malkin A.I. Origin and evolution of corrosion cracks in the steel of trunk pipelines. Pt. 1: Modern perception of steel corrosion in aqueous media / A.I. Malkin, A.I. Marshakov, A.B. Arabey // *Korroziya: materialy, zashchita*. – 2009. – № 10. – P. 1–15.

King F. Stress corrosion cracking of carbon steel used fuel containers in a Canadian deep geological repository in sedimentary rock: report № NWMO TR-2010-21 / F. King. – Toronto, Canada: NWMO, 2010. – 34 p.

Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // *Corrosion*. – 1994. – V. 50. – № 5. – P. 394–408.

Song F.M. Predicting the mechanisms and crack growth rates of pipelines undergoing SCC at high pH / F.M. Song // *Corrosion Science*. – 2009. – V. 51. – P. 2563–2657.

Wang Q. SCC initiation for X65 pipeline steel in the «high» pH carbonate/bicarbonate solution / Q. Wang, A. Atrens // *Corrosion Science*. – 2003. – V. 45. – P. 2199–2217.

Lu J.B.T. Crack growth model for pipelines exposed to concentrated carbonate–bicarbonate solution with high pH / J. B.T. Lu, F. Song, M. Gao et al. // *Corrosion Science*. – 2010 – V. 52. – P. 4064–4072.

Arafin M.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // *Corrosion Science*. – 2009. – V. 51. – P. 119–128.

Steklov O.I. Development of system approach to analysis of stress-corrosion damageability of gas mains: review / O.I. Steklov, T.S. Yesiyev, I.A. Tychkin. – Moscow: Information and Advertising Center Gazprom, 2000. – P. 51. – (Protection of gas industry equipment from corrosion).

Zhang C. Synergistic effects of hydrogen and stress on corrosion of X100 pipeline steel in a near-neutral pH solution / C. Zhang, Y.F. Cheng // *Journal of Materials Engineering and Performance*. – 2010. – V. 19. – № 9. – P. 1284–1289.

Egbewande A. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: discontinuous crack growth mecha-

- nism / A. Egbewande, W. Chen, R. Eadie // Corrosion Science. – 2014. – V. 83. – P. 343–354.
- Lu B.T. Effects of dissolved hydrogen and elastic and plastic deformation on active dissolution of pipeline steel in anaerobic groundwater of near-neutral pH / B.T. Lu, J.L. Luo, P.R. Norton, H.Y. Ma // Acta Materialia. – 2009. – V. 57. – № 1. – P. 41–49.
- Tang X. Quantitative characterization by micro-electrochemical measurements of the synergism of hydrogen, stress and dissolution on near-neutral pH stress corrosion cracking of pipelines / X. Tang, Y.F. Cheng // Corrosion Science. – 2011. – V. 53. – P. 2927–2933.
- Xu L.Y. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion / L.Y. Xu, Y.F. Cheng // Corrosion Science. – 2013. – V. 73. – P. 150–160.
- Eslami A. Effect of CO₂ and R-ratio on near-neutral pH stress corrosion cracking initiation under a disbonded coating of pipeline steel / A. Eslami, R. Kania, B. Worthingham et al. // Corrosion Science. – 2011. – V. 52. – P. 2318–2327.
- Marshakov A.I. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, R.I. Bogdanov et al. // Corrosion Science. – 2014. – V. 83. – P. 209–216.
- Bogdanov R.I. Impact of solution compound to velocity of crack growing in pipe steel X70 under static and cyclic loads / R.I. Bogdanov, A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko // Korroziya: materialy, zashchita. – 2011. – № 11. – P. 30–37.
- Arabey A.B. Impact of corrosive media compound to velocity of crack growth in the pipe steel of X70 / A.B. Arabey, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko et al. // Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov. – 2011. – V. 47. – № 2. – P. 208–217.
- Bogdanov R.I. Impact of hydrogen peroxid to velocity of crack growth in the pipe steel of X70 under static load / R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko, A.I. Marshakov // Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov. – 2013. – V. 49. – № 5. – P. 526–532.
- Marshakov A.I. Impact of atomic hydrogen to anodic dissolution of iron in subacid sulfate electrolyte / A.I. Marshakov, M.A. Maleyeva, A.A. Rybkina et al. // Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov. – 2010. – V. 46. – № 1. – P. 36–45.
- Marshakov A.I. Kinetics of active dissolution of hydrogenated carbon steel in sulphide-bearing media simulating soil electrolyte / A.I. Marshakov, T.A. Nenesheva // Korroziya: materialy, zashchita. – 2010. – № 7. – P. 1–6.
- Gareyev A.G. Forecasting of corrosive & mechanical damages of gas mains: review / A.G. Gareyev, I.A. Ivanov, I.G. Abdullin et al. – Moscow: Information and Advertising Center Gazprom, 1997. – 170 p.
- Sergeyeva T.K. Problem of stress corrosion in the SIS countries and abroad: review / T.K. Sergeyeva, Ye.P. Turkovskaya, N.P. Mikhaylov et al. – Moscow: Information and Advertising Center Gazprom, 1998. – 98 p.
- Gazprom Standard 2-2.3-760-2013. Manuals on identification of stress corrosion cracking in the metal of pipes being a reason for failure of gas mains / T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. – Moscow: Information and Advertising Center Gazprom, 2013. – 43 p.
- GOST 18895-97. Steel. Method of photoelectric spectral analysis.
- GOST 5639-82. Steels and alloys. Methods for detection and determination of grain size.
- GOST 5640-68. Steel. Metallographic method for determination of microstructure of sheets and bands.
- GOST 1778-70. Steel. Metallographic method for determination of nonmetallic inclusions.
- Recommendations R Gazprom 2-2.3-761-2013. Procedure for determination of characteristics for soils, provoking stress corrosion cracking of metal in gas mains / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, M.A. Petrulin et al. – Moscow: Information and Advertising Center Gazprom, 2015. – 15 p.
- Marshakov A.I. Monitoring of outward corrosion in the underground steel pipelines / A.I. Marshakov, N.A. Petrov, T.A. Nenasheva et al. // Korroziya: materialy, zashchita. – 2011. – № 4. – P. 13–23.
- GOST 26426-85. Soils. Methods for determination of sulphate ion in water extract.
- GOST 26425-85. Soils. Methods for determination of chloride ion in water extract.
- Chu R. Microstructure dependence of stress corrosion cracking initiation in X65 pipeline steel exposed to a near-neutral pH soil environment / R. Chu, W. Chen, S.-H. Wang et al. // Corrosion. – 2004. – V. 60. – № 3. – P. 275.
- Wang S.-H. Precyclic-loading-induced stress corrosion cracking of pipeline steels in a near-neutral-pH soil environment / S.-H. Wang, W. Chen, F. King et al. // Corrosion. – 2002. – V. 58. – № 6. – P. 526.
- Koh S.V. Effect of line pipe steel microstructure on susceptibility to sulfide stress cracking / S.V. Koh, J.S. Kim, B.Y. Yang et al. // Corrosion. – 2004. – V. 60. – № 3. – P. 244.
- Ryakhovskikh I.V. Perfecting methods for estimation of gas-transmitting steels' resistance to stress-corrosion cracking / I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, S.A. Kokhtev // Fizika i khimiya obrabotki materialov. – 2012. – № 4. – P. 88–93.
- Jack T.R. Generation of near-neutral pH and high pH SCC environments on buried pipelines / T.R. Jack, B. Erno, K. Krist et al. // Corrosion 2000. – Paper 00362.
- Ignatenko V.E. Impact of cathodic polarization to velocity of corrosion cracking in pipe steels / V.E. Ignatenko, A.I. Marshakov, V.A. Marichev et al. // Zashchita metallov. – 2000. – V. 36. – № 2. – P. 132–139.

Lu B.T. A mechanistic study on neutral pH stress corrosion cracking in pipeline steels / B.T. Lu, J.L. Lio // Proc. of the Second International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals. – Alberta, Canada, 2004. – P. 243.

Lynch S.P. Towards understanding the mechanisms and kinetics of environmentally assisted cracking. In: Environment-induced cracking of materials / S.P. Lynch // Chemistry, mechanics and mechanisms. – Elsevier, 2008. – V. 1. – P. 167.

Krymskaya O.A. The way layerwise crystallographic inhomogeneity of trunk gas pipeline tubes affects their propensity for stress corrosion cracking / O.A. Krymskaya, Yu.A. Perlovich, M.G. Isayenkova, N.S. Morozov // Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking. – 2016. – № 3 (27). – P. 23–29.

Presence of layerwise texture inhomogeneity in the steel pipes at the gas mains is subject to various conditions of hot rolling for surface and inner layers of sheets used for manufacturing of pipes. The mentioned conditions include gradient of temperatures and heterogeneous deformation through the thickness of a sheet, saturation of the surface layers with additions from the atmosphere etc. Thickness of the surface layer with changed texture parameters depends on rolling modes and can reach a third part of a pipe wall thickness.

Layerwise inhomogeneity may affect the gas main tube liability to stress corrosion cracking. It depends on retardation/stopping of cracks' opening at reaching of a layer with changed texture due to the fact, that high misalignment of grains reasons the necessity to change a plane of moving crack, and it demands increase in applied stresses.

There was an X-ray research of crystallographic texture and structural characteristics for samples of tubes of various manufacturers. The mentioned samples were cut from sections of gas mains being in different operational conditions both from the sections with stress-corrosion damages and from the sectors without damages. The main structural components of the external and internal layers in different parts of pipes were determined. It is shown, that the character of the layerwise texture inhomogeneity changes along the length of the same tube.

Integral analysis of acquired data indicated, that the character and the extent of texture inhomogeneity affect the gas main tube liability to stress corrosion cracking during operation. At the same time more high level of texture inhomogeneity through a pipe wall thickness leads to the higher extent of pipe resistance to stress corrosion cracking.

References

Malkin A.I. Origin and evolution of corrosion cracks in the steel of trunk pipelines. Pt. 1: Modern perception of steel corrosion in aqueous media / A.I. Malkin,

A.I. Marshakov, A.B. Arabey // Korroziya: materialy, zashchita. – 2009. – № 10. – P. 1–15.

Zheng M. Stress corrosion cracking in pipelines / W. Zheng, M. Elboujdaini, R.W. Revie // Stress corrosion cracking: Theory and practice / ed. by V.S. Raja, Tetsuo Shoji. – Cambridge, UK: Woodhead Publishing Limited, 2011. – P. 749–771.

Arabey A.B. Influence of pipe production techniques on their stress-corrosion resistance / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // Gazovaya promyshlennost'. – 2012. – № 2 (670). – P. 52–54.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // Gazovaya promyshlennost'. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Venegas V. On the influence of crystallographic texture on pitting corrosion in pipeline steels / V. Venegas, F. Caleyó, L.E. Vázquez et al. // Int. J. Electrochem. Sci. – 2015. – № 10. – P. 3539–3552.

Szpunar J.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / J.A. Szpunar, M.A. Arafín // Corrosion Science. – 2009. – № 51. – P. 119–128.

Jonas J.J. Transformation textures associated with steel processing / J.J. Jonas // Microstructure and Texture in Steels / eds. A. Haldar, S. Suwas, D. Bhattacharjee. – London: Springer, 2009. – P. 3–17.

Raabe D. Overview on basic types of hot rolling textures of steels / D. Raabe // Steel Research. – 2003. – V. 74. – № 5. – P. 327–337.

Engler O. A Study of through-thickness texture gradients in rolled sheets / O. Engler, M.-Y. Huh, C.N. Tome // Metallurgical and materials transactions A. – 2000. – V. 31A. – P. 2299–2314.

Perlovich Yu.A. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress-corrosion cracking of steel tubes / Yu.A. Perlovich, O.A. Krymskaya, M.G. Isayenkova et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – V. 130. – № 012009, doi: 10.1088/1757-899X/130/1/012009.

Perlovich Yu.A. Influence of fiber texture heterogeneity in trunk gas pipeline tubes on their propensity for stress corrosion cracking / Yu.A. Perlovich, M.G. Isayenkova, O.A. Krymskaya et al. // Territoriya neftegaz. – 2015. – № 2 (31): Corrosion. – P. 28–31.

Perlovich Yu.A. Effects of dynamical deformation ageing on structure and texture of hot-rolled sheets from alloyed BCC metals / Yu.A. Perlovich, M.G. Isayenkova // Int J. Mater. Form. 3. – 2010. – № 1. – P. 1143–1146.

Perlovich Yu.A. Development of strain hardening inhomogeneity during texture formation under rolling of BCC-metals / Yu. Perlovich // Numerical prediction of deformation processes and the behaviour of real

materials: proc. 15th Riso International Symposium on Materials Science. – 1994. – P. 445–450.

Perlovich Yu.A. State-of-art methods for experimental designing texture straights of integral pole figures according to X-ray data / Yu.A. Perlovich, M.G. Isayenkova, V.A. Fesenko // *Zavodskaya laboratoriya. Diagnostika materialov.* – 2013. – V. 79. – № 7, pt. 1. – P. 25–32.

Isayenkova M.G. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data / M.G. Isayenkova, Yu.A. Perlovich, V.A. Fesenko // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering.* – 2016. – V. 130. – № 012055, doi:10.1088/1757-899X/130/1/012055.

LaboTex v. 3.0 by LaboSoft (Krakow, Poland). – <http://www.labosoft.com.pl>

Bunge H.-J. Texture analysis in materials science / H.-J. Bunge. – London: Butterworth, 1982.

Kantor M.M. Application of the slow electron diffraction method for studying stress corrosion cracking of trunk pipelines / M.M. Kantor, V.V. Sudin, V.A. Bozhenov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking.* – 2016. – № 3 (27). – P. 30–36.

Formerly only the metallographic methods for investigation of crack extension trajectories and fractures have been used in stress corrosion research, but understanding of significance of crystallographic features in crack evolution required application of diffraction methods. The article substantiates the expediency to use the backscattered electron diffraction method, which allows determination of the crystallite orientation with locality up to 50 nm, while studying the mechanism of the transcrystallite stress corrosion formation and incunabula development in the steel oil-gas pipelines. In terms of further creating the crack-resistant materials and crack-killing technologies, it is important to understand the crystallographic nature of transcrystallite stress corrosion in low-carbon low-alloy steels inherent for domestic gas pipelines.

It is established, that the short stress-corrosion cracks usually form only at random large-angle boundaries of grains and margins of phases. The transition from an intergranular to a transcrystallite type of crack expansion is shown. Changing of the extent of local plastic deformation near the mouth of a crack, when it grows, together with alteration of its trajectory could testify a change in the mechanism of crack expansion. It is concluded, that the local plastic deformation along the route of deep crack greatly exceeds deformation in case of brittle failure.

References

Fang B.Y. Review of stress corrosion cracking of pipeline steels in «low» and «high» pH solutions / B.Y. Fang et al. // *Journal of materials science.* – 2003. – V. 38. – № 1. – P. 127–132.

Humphreys F.J. Review grain and subgrain characterization by electron backscatter diffraction / F.J. Humphreys // *Journal of Materials Science.* – 2001. – V. 36. – № 16. – C. 3833–3854.

ISO 13067:2011. International Standard. Measurement of average grain size.

Arafin M.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // *Corrosion Science.* – 2009. – V. 51. – № 1. – P. 119–128.

Arafin M.A. Modeling of grain boundary character reconstruction and predicting intergranular fracture susceptibility of textured and random polycrystalline materials / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // *Computational Materials Science.* – 2010. – V. 50. – № 2. – P. 656–665.

Shimada M. Optimization of grain boundary character distribution for intergranular corrosion resistant 304 stainless steel by twin-induced grain boundary engineering / M. Shimada et al. // *Acta Materialia.* – 2002. – V. 50. – № 9. – P. 2331–2341.

Qiao L.J. Discontinuous surface cracks during stress corrosion cracking of stainless steel single crystal / L.J. Qiao et al. // *Corrosion Science.* – 2011. – V. 53. – № 11. – P. 3509–3514.

Spencer D.T. The initiation and propagation of chloride-induced transgranular stress-corrosion cracking (TGSCC) of 304L austenitic stainless steel under atmospheric conditions / D.T. Spencer et al. // *Corrosion Science.* – 2014. – V. 88. – P. 76–88.

Lozano-Perez S. Three-dimensional characterization of stress corrosion cracks / S. Lozano-Perez, P. Rodrigo, L.C. Gontard // *Journal of Nuclear Materials.* – 2011. – V. 408. – № 3. – P. 289–295.

Arabey A.B. Stress corrosion cracking of tubes in gas mains: atlas / A.B. Arabey, Z. Knoshinski. – Moscow: Nauka, 2006. – 105 p.

Lu J. Microstructural model of intergranular fracture during tensile tests / J. Lu, J.A. Szpunar // *Journal of Materials Processing Technology.* – 1996. – V. 60. – № 1. – P. 305–310.

Kamaya M. Measurement of plastic strain of polycrystalline material by electron backscatter diffraction / M. Kamaya, A.J. Wilkinson, J.M. Titchmarsh // *Nuclear Engineering and Design.* – 2005. – V. 235. – № 6. – P. 713–725.

Lehockey E.M. Mapping residual plastic strain in materials using electron backscatter diffraction / E.M. Lehockey, Y.P. Lin, O.E. Lepik // *Electron backscatter diffraction in materials science.* – N.Y: Springer-Verlag Inc., 2000. – P. 247–264.

Rodionova I.G. Impact of engineering and metallurgical conversion to generation of stress-corrosion cracks in the pipes done from the steels of X70–X80 strength grades / I.G. Rodionova, A.I. Zaytsev, K.A. Udod, O.N. Baklanova // Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking. – 2016. – № 3 (27). – P. 37–47.

Article reveals a complex research of samples taken from gas mains sections damaged due to stress corrosion. The investigations have been done using electrochemical and metallographic methods for estimation of steel resistance to local corrosion, cyclic methods for estimation of resistance to stress corrosion cracking, as well as methods for hydrogen diagnostics. It is shown, that an important role in development of stress corrosion belongs to stresses originated at molding of tubes, as well as structural elements able to accumulate hydrogen, when it enters steel at tube operation. Accumulation of hydrogen decreases steel resistance to stress corrosion due to structural heterogeneity and non-metallic inclusions. The carried out research helped to estimate the influence of engineering and metallurgical conversion on the development of stress corrosion damages of different stages, and to invent ways for production of steels highly resistive to stress corrosion.

References

- Sunagatov M.F.* Stress corrosion of gas mains / M.F. Sunagatov // Bezopasnost truda v promyshlennosti. – 2011. – № 9. – P. 52–57.
- Medvedev V.N.* On the reasons for crashworthiness of the gas mains / V.N. Medvedev, V.V. Kuznetsov, V.D. Shapiro et al. // Proc. of scientific and practical seminar «Issues of gas mains' aging». – Nizhny Novgorod: Universitetskaya kniga, 2006. – P. 110–121.
- Miroshnichenko B.I.* Trends of stress corrosion propagation in gas mains / B.I. Miroshnichenko. – Yekaterinburg: Urals branch of Russian Academy of Science, 2008. – 167 p.
- Sergeyeva T.K.* Studying stress corrosion in foreign and CIS countries / T.K. Sergeyeva, Ye.P. Turkovskaya, N.P. Mikhaylov et al. – Moscow: Gazprom Information and Advertisement Center, 1997. – 99 p.
- Ott K.F.* Stress-corrosion damageability of gas-supplying pipes / K.F. Ott // Gazovaya promyshlennost'. – 1993. – № 1. – P. 20–22.
- Nechayev Yu.S.* Complex physical problems of aging, embrittlement and destruction of metallic materials for hydrogen power engineering and gas mains / Yu.S. Nechayev // Uspekhi fizicheskikh nauk. – 2008. – V. 178. – № 7. – P. 709–726.
- Nechayev Yu.S.* New approaches, results and methods for solving actual problems of aging, hydrogen embrittlement and stress-corrosion damaging of steels / Yu.S. Nechayev // Materialovedeniye. – 2009. – № 3. – P. 50–63.
- Antonov V.G.* Investigation of conditions and reasons for stress corrosion cracking of gas mains / V.G. Antonov, A.V. Baldin, Z.T. Galiullin et al. – Moscow: VNIIEgazprom, 1991. – P. 100–105.
- Bolotov A.S.* Corrosion cracking at gas mains / A.S. Bolotov, V.N. Rozov, K. Koates et al. // Gazovaya promyshlennost'. – 1994. – № 6. – P. 12–14.
- Sergeyeva T.K.* Stress-corrosion damages of gas mains in Russia / T.K. Sergeyeva // Bezopasnost truboprovodov. – 1995. – P. 139–159.
- Rodionova I.G.* Modern approaches to the improvement of corrosion endurance and operational reliability for oil-field pipelines / I.G. Rodionova, A.I. Zaytsev et al. – Moscow: Metallurgizdat, 2012. – 172 p.
- Kuzyukov A.N.* et al. // Hydrogen economics and hydrogen processing of materials: proc. of the V International conf. / ed. by V.A. Goltsova. – Donetsk: Donetsk National Technical University: Donetsk Engineering and Physical Center of Ukraine Engineering Academy, 2007. – P. 734.
- Filippov G.A., Livanova O.V.* // Proc. of scientific and practical seminar «Issues of gas mains' aging». – Nizhny Novgorod: Universitetskaya kniga, 2006. – P. 197.
- Kurdyumov N.V.* Exploitable brittleness of structural steels / N.V. Kurdyumov, R.O. Entin. – Moscow: Metallurgizdat, 1945. – 134 p.
- Gudermont E.* Special steels. V. I, II / E. Gudermont. – Moscow: Metallurgizdat, 1959–1960. – 1638 p.
- Woodfine B.C.* Temper brittleness: critical review of literature / B.C. Woodfine // Iron and Steel Inst. – 1953. – V. 173. – P. 229–255.
- McMahon C.J.* Brittle fracture of grain boundaries / C.J. McMahon // Interface Science. – 2004. – V. 12. – P. 141–146.
- Jin Yu.* The effect of composition and carbide precipitation on temper embrittlement of 2.25 Cr – 1 Mo steel / Jin Yu, C.J. McMahon // Met. Trans. – 1980. – V. 11a. – P. 277–300.
- Ryakhovskikh I.V.* Perfection of methods for estimation of gas-supplying steels liability to stress corrosion cracking / I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, S.A. Kokhtev // Fizika i khimia obrabotki metallov. – 2012. – № 4. – P. 88–93.

Marshakov A.I. Development of inhibiting compositions aimed at preventing stress corrosion cracking of gas mains / A.I. Marshakov, I.V. Ryakhovskikh, V.E. Ignatenko, M.A. Petrunin, R.I. Bogdanov, Thanh Thien Vo, Yu.I. Kuznetsov // Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking. – 2016. – № 3 (27). – P. 48–63.

The article covers results of research works dedicated to the impact of different organic and silicone inhibiting compositions to development of stress-corrosion cracks at the X-70 pipe steel in subacid (pH = 5,5) and neutral (pH = 7,0) reference soil electrolytes not containing hydrogen sulfide. In course of tests the methods of

statistical and cyclic loading and slow tension of a sample were used. It is shown, that inhibiting compositions are able to suppress birth and growth of the cracks in pipe steel quite efficiently. Some bitumen polymer coats, containing different inhibitors, were tested on comparative adhesive strength, water proofing, and resistance to cathodic disbandment. Compositions of inhibitors aimed at further production of new anticorrosive protective coatings for resealing of gas mains are suggested.

References

Annual report on activities of the Federal Service for Ecological, Technological and Atomic Inspection in 2013. – Moscow, 2014. – 405 p.

Malkin A.I. Origin and evolution of corrosion cracks in the steel of trunk pipelines. Pt. 1: Modern perception of steel corrosion in aqueous media / A.I. Malkin, A.I. Marshakov, A.B. Arabey // *Korroziya: materialy, zashchita*. – 2009. – № 10. – P. 1–15.

Malkin A.I. Origin and evolution of corrosion cracks in the steel of trunk pipelines. Pt. 2: Kinetic patterns and impact of operational conditions to stress-corrosion cracking of pipe steels in aqueous media / A.I. Malkin, A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko et al. // *Korroziya: materialy, zashchita*. – 2010. – № 2. – P. 1.

MH-2-95. Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels: report of NEB. – 1996. – 147 p.

Arabey A.B. Stress corrosion cracking of tubes in gas mains: atlas / A.B. Arabey, Z. Knoshinski. – Moscow: Nauka, 2006. – 105 p.

OPS TTO8. Integrity management program. Stress corrosion cracking study: final report / M. Baker; Department of Transportation. Office of Pipeline Safety. – Calgary, Canada, 2005.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Parkins R.N. // Proc. of 4th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1975. – V. 3. – P. 595–605.

Parkins R.N. Cavallaro Medal Lecture 1985: Inhibitors and environment sensitive fracture / R.N. Parkins // *Brit. Corros. J.* – 1986. – V. 21. – № 1. – P. 1–10.

Chu W.-Y. Mechanism of stress corrosion cracking of low alloy steel in water / Chu Wu-Yang, Liu Tian-Hua, Hsiao Chi-Mei et al. // *Corrosion*. – 1981. – V. 37. – № 6. – P. 320–327.

Humphries M.J. The effect of substitutional elements on the stress-corrosion cracking behavior of pure iron base alloys / M.J. Humphries, R.N. Parkins // *Corrosion Science*. – 1967. – V. 7. – P. 747.

Jaberi J. Effects of anodic inhibitors on stress corrosion cracking of a high strength steel in aqueous envi-

ronments / J. Jaberi // *Brit. Corros. J.* – 1985. – V. 20. – № 3. – P. 133–138.

Savchenkova V.V., Azhogin F.F., Chebatarevskiy V.V. et al. // *Zashchita metallov*. – 1985. – V. 21. – № 5. – P. 831–833.

Alonco C. The risk of stress corrosion cracking of prestressed steel and its prevention by use of nitrite inhibitor / C. Alonco, J. Fulla, C. Andrade // *Journal of Corrosion Science and Engineering*. – 2003. – V. 6. – Paper C004.

Ratysh L.V. Corrosive crack resistance of engineering materials: state and outlooks for research / L.V. Ratysh, I.M. Slobodyan // *Fiziko-Khimicheskaya mekhanika materialov*. – 1986. – V. 22. – № 6. – P. 68–75.

Ratysh L.V., Slobodyan I.M. // *Zashchita metallov*. – 1989. – V. 25. – № 5. – P. 723–728.

Lemaitre C., Miroud L., Berange G. // Proceedings of 6th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1985. – V. 1. – P. 701–668.

Solodkina V.P., Martynova N.G. // *Fiziko-Khimicheskaya mekhanika materialov*. – 1975. – V. 11. – № 4. – P. 106–107.

Pluvinagt G., Scherrer G. // *Ann. Chim.* – 1982. – V. 7. – № 4. – P. 251–268.

Sokurenko A.M., Chen T.Kh., Barannik V.P. // *Zashchita metallov*. – 1988. – V. 25. – № 5. – P. 723–728.

Husain A., Habib K., Jarman R. // Proc. of 7th Eur. Symp. Corros. Inhibitors. – Ferrara (Italy), 1990. – V. 1. – P. 621–628.

Babey Yu.I., Kapinos A.V., Zaverobnyy D.M. // Progress. Methods and means for metal ware protection from corrosion: synopsis of All-Union scientific and technical conf. – Moscow, 1988. – Pt. 3. – P. 41–42.

Luigi B.P. // Proc. of 6th Eur. Congr. Metal. Corros. – London, 1977. – P. 539–545.

Mikhaylov V.I., Belova V.F., Rodionov N.S. // Physical and chemical research of inorganic compounds: collection. – Cheboksary, 1983. – P. 30–33.

Skvortsov V.G., Yakhvarov G.I., Mikhailov V.I. et al. // *Zashchita metallov*. – 1986. – V. 21. – № 1. – P. 161–164.

Ivanov Ye.S. Inhibitors of metal corrosion in acid media: ref. book / Ye.S. Ivanov. – Moscow: Metallurgiya, 1986. – 175 p.

Frolova L.V. Inhibiting of hydrogen-sulfide corrosion of steel with Katamin AB / L.V. Frolova, Ye.V. Tomina, L.P. Kazanskiy et al. // *Korroziya: materialy, zashchita* – 2007. – № 7. – P. 22–27.

Ignatenko V.E. Application of SSRT method for estimation of the way in which corrosion media compound affects the X70 pipe steel liability to stress corrosion cracking / V.E. Ignatenko, Yu.I. Kuznetsov, A.B. Arabey et al. // *Korroziya: materialy, zashchita*. – 2011. – № 9. – P. 16–25.

- Rozenfeld I.L.* Inhibitors of corrosion / I.L. Rozenfeld. – Moscow: Khimiya, 1977. – 350 p.
- Rakhmankulov D.L.* Inhibitors of corrosion. V. 1 / D.L. Rakhmankulov, D.Ye. Bugay, A.I. Gabitov et al. – Ufa: State Scientific Research Institute «Reaktiv», 1997. – 296 p.
- Arabey A.B.* Impact of corrosive media compound to velocity of crack growth in the pipe steel of X70 / A.B. Arabey, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko et al. // *Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov.* – 2011. – V. 47. – № 2. – P. 208–217.
- Ignatenko V.E.* Impact of cathodic polarization to velocity of corrosion cracking in pipe steels / V.E. Ignatenko, A.I. Marshakov, V.A. Marichev et al. // *Zashchita metallov.* – 2000. – V. 36. – № 2. – P. 132–139.
- Marshakov A.I.* Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, R.I. Bogdanov et al. // *Corrosion Science.* – 2014. – № 83. – P. 209–216.
- Parkins R.N.* Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near-neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // *Corrosion.* – 1994. – V. 50 – P. 394.
- GOST 9.014-78. Unified system of corrosion and ageing protection. Temporary corrosion protection of products. General requirements.
- Tech. spec. 2313-011-32989231-2013. Heat-resistant bitumen polymeric primer «DEKOM-GAZ». Specifications.
- Tech. spec. 5774-015-32989231-2013. Heat-resistant armored mastic roll material «DEKOM-RAM». Specifications.
- Tech. spec. 2245-014-32989231-2013. Heat-resistant radiation-modified mastic tape «DEKOM-KOR». Specifications.
- Devanathan M.A.V.* The mechanism of hydrogen evolution on iron in acid solutions by determination of permeation rates / M.A.V. Devanathan, Z. Stachurski // *J. Electrochem. Soc.* – 1964. V. 111. – № 5. – P. 619.
- Marshakov A.I.* Impact of oxygen carriers to velocity of hydrogen penetration through a ferrous membrane / A.I. Marshakov, O.V. Batishcheva, Yu.N. Mikhaylovskiy // *Zashchita metallov.* – 1989. – V. 25. – № 6. – P. 888.
- Ryakhovskikh I.V.* Perfecting methods for estimation of gas-transmitting steels' resistance to stress-corrosion cracking / I.V. Ryakhovskikh, T.S. Yesiyev, S.A. Kokhtev // *Fizika i khimiya obrabotki materialov.* – 2012. – № 4. – P. 88–93.
- Gazprom Standard 2-5.1-148-2007. Methods for testing steels and welded joints on stress corrosion cracking (with Modification № 1). – Moscow: Gazprom expo, 2014. – 57 p.
- Recommendations R Gazprom 2-2.3-1039-2016. Application of inhibiting compositions in resealing of gas mains in order to prevent stress corrosion cracking. – Moscow: Gazprom expo, 2016. – 75 p.
- Mechanics of destruction and strength of materials: ref. manual / ed. by V.V. Panasyuk. – Kiev: Naukova dumka, 1990. – V. 4. – 680 p.
- Bogdanov R.I.* Impact of solution compound to velocity of crack growing in pipe steel X70 under static and cyclic loads / R.I. Bogdanov, A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko // *Korroziya: materialy, zashchita.* – 2011. – № 11. – P. 30–37.
- GOST 411-77. Rubber and glue. Methods for determination of metal bond strength at separation.
- GOST R 51164-98. Steel pipe mains. General requirements for corrosion protection.
- Zakroczymski T.* // *Scripta Metal.* – 1985. – V. 19. – P. 521–528.
- Kiuchi K.* The solubility and diffusivity of hydrogen in well-annealed and deformed iron / K. Kiuchi, R.B. McLellan // *Acta Metallurgica.* – 1983. – V. 31. – № 7. – P. 961.
- Marshakov A.I.* The formation of corrosion defects upon cathodic polarization of X70 grade pipe steel / A.I. Marshakov, T.A. Nenasheva // *Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces.* – 2015. – V. 51. – № 7. – P. 1122–1132.
- Nenasheva T.A.* Kinetics of hydrogenated carbon steel dissolution in electrolytes with near-neutral pH factor / T.A. Nenasheva, A.I. Marshakov // *Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov.* – 2015. – V. 51. – № 6. – P. 664–672.
- Ignatenko V.E.* Application of SSRT to estimate the effect of corrosive medium on the liability of X70 pipe steel to stress corrosion cracking / V.E. Ignatenko, Yu.I. Kuznetsov, A.B. Arabey et al. // *International journal of corrosion and scale inhibition.* – 2013. – V. 2. – № 4. – P. 318–336.
- Pluddemann E.P.* // *Silane Coupling Agents.* – New York: Plenum Press, 1982. – P. 235.
- Flamini D.O.* Aniline-based silane as a primer for corrosion inhibition of aluminium / D.O. Flamini, M. Trueba, S.P. Trasatti // *Progress in Organic Coatings.* – 2012. – V. 74. – P. 302–310.
- Franquet A.* Composition and thickness of non-functional organosilane films coated on aluminium studied by means of infra-red spectroscopic ellipsometry / A. Franquet, H. Terry, J. Vereecken // *Thin Solid Films.* – 2003. – V. 441. – P. 76–84.
- Shapkin N.P.* Synthesis and research of polyferrous organic siloxanes produced on the basis of silicon derivatives: synopsis of thesis ... candidate of chemistry / N.P. Shapkin. – Vladivostok: Far Eastern State University, 1971. – 21 p.
- Maleyeva M.A.* Development of inhibited polymeric compositions aimed at stress corrosion cracking prevention at gas mains / M.A. Maleyeva, G.V. Redkina, R.I. Bogdanov et al. // *Korroziya territorii neftegaz.* – 2015. – 2 (31). – P. 24.

Gazprom Standard 9.1-016-2012. Outward protective coatings based on bitumen polymeric materials for repairing gas mains 1420 mm in diameter.

Dokutovich A.B. On the possibility to predict various stress corrosion damages of PAO Gazprom gas mains / A.B. Dokutovich, S.V. Kovalenko, A.N. Kuznetsov, Yu.V. Nemchin, V.D. Shapiro // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 64–78.

Timely prevention of untoward conditions (accidents, incidents) at the gas mains operated by the PAO Gazprom associated companies requires development of methods for prognostic risk estimation. First of all, it concerns with gas- and product-transmitting pipelines subject to stress corrosion cracking. The article presents a procedure aimed at forecasting a mostly probable type (nature) of a possible accident using the theory of image recognition and the retrospective data on the accidents at the gas mains. This procedure allows:

- to determine a mostly probable physical nature of a hypothetical accident in a concrete point of the gas pipeline being operated, using data of a sample (ordinary) pitting, and to specify a type (mechanism) of damage, to provide an opportunity of reasonable planning of the after-accident arrangements, and to estimate the amounts of possible harm;
- to check the correctness of the cause-effect conclusions of the special commissions responsible for investigation of the accident in case there was a deficit of information for univocal on-the-spot conclusions.

Using of the mentioned pattern will also allow risk forecasting in respect to labor protection and industrial safety, including working out of ISDs, safety reasoning, life extension and other tasks connected with security of gas mains.

References

Arabey A.B. Stress corrosion cracking of tubes in gas mains: atlas / A.B. Arabey, Z. Knoshinski. – Moscow: Nauka, 2006. – 105 p.

Alimov S.V. Diagnostics of stress corrosion cracking at gas pipelines: atlas / S.V. Alimov, I.A. Dolgov, V.A. Gorchakov et al. – Yekaterinburg: M.N. Mikheev Institute of Metal Physics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences: Gazprom Tyumentransgaz, 2004.

Chuchkalov M.V. Manifestation of transversal stress corrosion cracking / M.V. Chuchkalov, R.M. Askarov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 3. – P. 37–39.

Sharipov Sh.G. Defects of transversal stress corrosion at the gas pipelines of large diameter / Sh.G. Sharipov, R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2013. – № 6. – P. 63–65.

Usmanov R.R. Development of technique for detection and repair of potentially dangerous sections of gas pipelines by the attribute of transversal stress

corrosion cracking / R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov, R.M. Askarov // *Territoriya Neftegaz*. – 2014. – № 12. – P. 74–77.

Gorelik A.L. Recognition methods / A.L. Gorelik, V.A. Skripkin. – Moscow: Vysshaya shkola, 1977.

Accident rate and traumatism at the objects of the oil & gas complex // *Informational bulletin of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia*. – Moscow: Industrial Safety Scientific and Engineering Center, 2013. – Spec. iss. – 83 p.

Fu K.S. Sequential methods in pattern recognition and machine learning: transl. from Engl. / K.S. Fu. – Moscow: Nauka, 1971.

Reference book on applied statistics. V. 2 / ed. by E. Lloyd, W. Lederman. – Moscow: Finansy i statistika, 1990.

Rumshinskiy L.Z. Elements of Probability Theory / L.Z. Rumshinskiy. – Moscow: Nauka, Main editorial board of physical and mathematical literature, 1976. – 240 p.

Volkenshteyn M.V. Entropy and information / M.V. Volkenshteyn. – Moscow: Nauka, 2006.

Ryakhovskikh I.V. Perfecting an overhaul procedure in respect to long sections of gas mains subject to stress corrosion cracking / I.V. Ryakhovskikh, A.V. Melnikova, D.A. Misharin, A.V. Kryukov, Yu.M. Sharygin, I.I. Gubanok, K.Ye. Kozlov, A.V. Sakhon, S.N. Makarov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 79–86.

The article contains results of retrospective data analysis on damage and accidental rate of the Gazprom Transgaz Ukhta gas mains since 2000s. There are grounds for topicality of Gazprom Transgaz Ukhta researches aimed at perfection of repair procedure for long sections of gas mains subject to stress corrosion cracking and differentiation of requirements to cutting of stress-corroded tubes depending of their real dangerousness in respect to operational reliability.

The article presents results of bench longevity tests (2009–2011) of large-diameter pipes with stress-corrosion damages with depth up to 1,4 m deep, as well as results of field tests (2015) of stalk with stress-corrosion cracks up to 2,5 m deep. There is a description of main stages and preliminary results regarding two-year program for pilot industrial tests of gas mains' overhaul procedure aimed at providing long operation of tubes with superficial stress-corrosion damages carried out on the basis of working sector of Punga – Ukhta – Gryazovets gas main linear part.

References

Recommendations R Gazprom 2-2.3-609-2011. Determination of criteria for commissioning to complex repair and terms of safe operation in respect to process

pipelines of a compressor station. – Moscow: Gazprom expo, 2011.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Linton V. Strategies for the repair of stress-corrosion cracked gas transmission pipelines: assessment of the potential for fatigue failure of dormant stress-corrosion cracks due to cyclic pressure service / V. Linton, E. Gamboa, M. Law // *Journal of pipeline engineering*. – 2007. – V. 6. – № 4. – P. 207–217.

Romantsov S.V. Experimental assessment of residual life for gas mains with surface stress corrosion cracks / S.V. Romantsov, S.G. Alennikov, A.M. Sharygin // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2012. – № 2.

Recommendations R Gazprom 9.4-030-2014. Procedure for assessment of strength for compressor stations' process pipelines with stress-corrosion defects.

Tech. spec. 4834-019-12734664-2012. Coating machines for field deposition of mastic roll materials.

Melnikova A.V. Grounding of workability for gas mains with stress corrosion cracks / A.V. Melnikova, D.A. Misharin, R.I. Bogdanov et al. // *Territoriya Neftegaz*. – 2015. – № 2 (31). – P. 32–40.

Tech. spec. 5774-015-32989231-2013. Heat-resistant armored mastic roll material «DEKOM-RAM». Specifications.

Tech. spec. 2313-030-32989231-2015. Heat-resistant bitumen polymeric primer «DEKOM-INH».

Malayeva M.A. Development of inhibited polymeric compositions aimed at prevention of stress corrosion risks at gas mains / M.A. Malayeva, G.V. Redkina, R.I. Bogdanov et al. – http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/29_maleeva.pdf

Recommendations R Gazprom 9.4-048-2015. Manual on organization of stress corrosion monitoring at compressor stations' process pipelines being in operation or designed.

Gazprom Standard 2-2.3-173-2007. Manual for integrated survey and diagnostics of the trunk gas pipelines subject to stress corrosion cracking. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Center, 2007.

Gazprom Standard 2-2.3-760-2013. Instruction on identification of stress corrosion cracking in the metal of pipes as a reason for failures of gas mains.

Gazprom Standard 9.1-016-2012. Outward protective coats based on bitumen polymeric materials for repairing gas mains up to 1420 mm in diameter. – Moscow: Gazprom expo, 2012. – 34 p.

Recommendations R Gazprom 9.1-022-2013. Corrosion protection. Application of coats based on bitumen polymeric materials at route repairing of gas mains up to 1420 mm in diameter.

GOST R 51164-98. Steel pipe mains. General requirements for corrosion protection.

GOST 9.402-2004. Unified system of corrosion and aging protection. Paint coatings.

Nefedov S.V. Planning of diagnostics and repairs at the sections of Gazprom Transgaz Yugorsk gas mains subject to stress corrosion / S.V. Nefedov, I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, O.V. Mayevskiy, S.A. Martsevov, D.V. Kosachev, A.A. Selivanov, A.M. Mirzoyev // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 88–96.

The article deals with the results of complex analysis and systematization of data on stress-corrosion damages of the Gazprom Transgaz Yugorsk trunk gas pipelines. The mentioned data have been acquired by in-line inspection and nondestructive tests within the course of pipeline overhaul. It is found out that not less than in 92 % of cases the depth of stress-corrosion cracks at trunk pipelines does not exceed one tenth value of a tube wall thickness.

According to the valid Gazprom PJSC documents regulating estimation of strength for pipes with stress-corrosion cracks, authors classified pipes with stress-corrosion cracks by risk levels, including the requirements for automated nondestructive test equipment. A correlation pattern for stress-corrosion damage of pipes is developed adjusted for risk levels, and defects' origination and evolution factors, and results of trunks' inspections within lengthy pits. A new pattern was verified at the linear sections the Gazprom Transgaz Yugorsk trunk gas pipelines for various scenarios of data recording at previously repaired parts of the gas pipelines. A design and analytical procedure for planning the additional tube inspections in lengthy pits is suggested for refinement of amounts of pipe rejection during an overhaul.

References

Ott K.F. Stress corrosion at gas pipelines / K.F. Ott. – Yugorsk, 2002. – 184 p.

Ott K.F. Procedure and kinetics of stress corrosion in trunk gas pipelines / K.F. Ott. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1999. – № 7. – P. 46–48.

Lyakishev N.P. Studying a structure of metal in protractedly exploited gas pipelines / N.P. Lyakishev, M.M. Kantor, V.N. Voronin et al. // *Metally*. – 2005. – № 1. – P. 3–16.

Arabey A.B. Influence of pipe manufacturing technique on pipe resistability to stress corrosion during operation of the trunk gas pipelines / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – № 2. – P. 52–54.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-609-2011. Determination of the overhaul introduction criteria and safe operation terms for process pipelines of compressor station. – Moscow: Gazprom expo. – 2011.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Pasechnikov A.N. Complex attitude to forming of a system for managing health and integrity of the Gazprom OJSC gas transportation system / A.N. Pasechnikov, S.V. Nefedov, A.O. Alekseyev et al. // Proc. of IV International scientific and technical conference «Gas transportation systems: present and future». – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 260–270.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-595-2011. Rules of assignment repair methods for faulty sections of linear trunk pipeline parts within the Gazprom OJSC Unified Gas Supply System. – Moscow: Gazprom expo, 2012.

Mitrokhin M.Yu. Analysis of diagnostics efficacy at the linear parts of gas pipelines / M.Yu. Mitrokhin, I.I. Veliyulin, V.Yu. Sharokhin et al. // *Diagnostika*. – 2012. – № 2. – P. 28–30.

GOST R 55999-2014. Intratubal technical diagnosing of gas pipelines. General requirements.

Veliyulin I.I. Analyzing comparability of intratubal flaw detection and pipe rejection statistics / I.I. Veliyulin, A.N. Batrakov, Ya.A. Razbudko // *Territoriya Neftegaz*. – 2013. – № 10. – P. 44–46.

Filatov A.A. Choosing an overhaul method for the gas pipelines with the surface loss-of-metal defects / A.A. Filatov, I.I. Veliyulin, V.I. Garadnichenko et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 726. – P. 31–35.

Mirzoyev A.M. Technique for integrated survey of the pipelines using combined DCVG/CIPS/MR-imaging method / A.M. Mirzoyev, S.S. Mashurov // *Neft. Gaz. Novatsii*. – 2015. – № 5. – P. 40–43.

Gazprom Standard 2-2.3-173-2007. Manual for integrated survey and diagnostics of the trunk gas pipelines subject to stress corrosion cracking. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Center, 2007.

Dolgov I.A. Estimation of stress-corrosion cracks behavior at loading a pipe by inner pressure / I.A. Dolgov, V.A. Gorchakov, S.V. Pakhtusov et al. // *Defektoskopiya*. – 2002. – № 2. – P. 83–89.

Vyalykh I.L. Estimation of engineering parameters and analysis of bench tests data regarding open-air flow detecting scanners aimed at computerized testing of a linear trunk gas pipeline / I.L. Vyalykh, V.L. Lazarev, I.G. Petukhov et al. // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2012. – № 4. – P. 77–90.

Worthingham R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen / R. Worthingham, G. van Boven // *Acta Materialia*. – 2009. – V. 57. – № 20. – P. 6200–6214.

Yesiyev T.S. Estimation of stress-corrosion state of trunk gas pipeline objects using statistical methods and GIS-technologies / T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh, S.S. Mashurov et al. – *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 7. – P. 53–56.

Mitrokhin M.Yu. Analysis of equipment and techniques for diagnosing and rejecting tubes during an overhaul of Gazprom OJSC linear gas pipelines / M.Yu. Mitrokhin, I.I. Veliyulin, A.N. Kasyanov et al. // *Territoriya Neftegaz*. – 2010. – № 12. – P. 57–60.

Rybalko S.V. Practice of monitoring technical state of tubes left in operation with stress-corrosion cracks / S.V. Rybalko, V.G. Rybalko, T.A. Yefremov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 97–101.

The article deals with the issues in choosing and optimizing of methods for repair and diagnostics of pipes subject to stress corrosion.

Last time, gas-transporting enterprises practise cutting of pipes in course of repairs, if any stress-corrosion cracks therein are detected. The cut tube is being changed with a new one. Such an approach is laborious, expensive and unreasonable (according to the research results), as the minor stress-corrosion damages (less deep than 1 mm) at decreasing of stresses within pipe walls will stop evolving and turn into a state of usual corrosion. So, it is not reasonable to cut out tubes with stress-corrosion cracks less deep than 1 mm. Identification of detected damages and their control will do.

A team of «NPP «Neftegazdiagnostika» OJSC (formerly – «Ekspertiza» OJSC) has developed and approved technical equipment aimed at diagnosing and monitoring of technical conditions of pipes being left in operation with stress-corrosion cracks. These means could be used for optimization of repairs and reduction of their prices.

References

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): Reliability of the Unified Gas Supply System objects. – P. 10–15.

Babkin S.A. Monitoring the stress-corrosion imperfection of trunk gas pipelines / S.A. Babkin, D.P. Varlamov, G.S. Korzunin et al. // *Defektoskopiya*. – 2012. – № 12. – P. 3–18.

Babkin S.A. Analysis of stress-corrosion imperfection according to the results of multiply intratube inspection / S.A. Babkin // *Defektoskopiya*. – 2013. – № 9. – P. 35–40.

Alimov S.V. Diagnosis of stress corrosion cracking of gas pipelines: atlas / S.V. Alimov, I.A. Dolgov, V.A. Gorchakov et al. – Yekaterinburg: Urals branch of RAS, 2004. – P. 84.

Reformatskaya I.I. Influence of structural and phase inhomogeneity of carbon and low alloy pipe steels on the evolution of local corrosion processes / I.I. Reformatskaya, V.V. Zavyalov, A.I. Podobayev // *Zashchita metallov*. – 1999. – № 5. – P. 472–479.

Arabey A.B. Influence of pipe manufacturing techniques on their resistance to stress corrosion cracking / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – № 2 (670). – P. 52–54.

Rybalko S.V. Monitoring of tubes left in operation with stress-corrosion damages / S.V. Rybalko, V.G. Rybalko // *Proc. of 32^d thematic seminar «Diagnosis of equipment and pipelines for compressor stations»*. – 2013. – P. 2.

Khoroshikh A.V. Results of stress-corrosion cracks monitoring in a working gas pipeline / A.V. Khoroshikh, V.V. Kremlev, Yu.P. Surkov et al. // *Defektoskopiya*. – 1999. – № 7. – P. 33–40.

Aginey R.V. Investigation of dimensional properties and location of stress corrosion cracks in trunk gas pipelines / R.V. Aginey, S.S. Guskov, V.V. Musonov, R.A. Sadrtidinov, V.A. Lapin // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 102–107.

The article presents investigation results regarding parameters of stress-corrosion damages, which were revealed in the course of diagnostic inspection during an overhaul of underground gas pipelines. A number of patterns for location of these defects are established. A relative amount of different-type pipes with stress-corrosion cracks at the inspected sections is calculated. The dimensional characteristics of cracks are determined. Peculiarities in location of stress-corrosion cracks at inspected sections are analyzed.

References

Spiridovich Ye.A. Rising of trunk gas pipelines reliability in conditions of stress corrosion cracking: synopsis of thesis...dr. of eng. 25.00.19 / Ye.A. Spiridovich. – Moscow, 2014. – 50 p.

Aleksandrov Yu.V. Development of procedure for efficient avoidance of destruction of protractedly used gas pipelines subject to stress corrosion: synopsis of thesis...dr. of eng. 25.00.19 / Yu.V. Aleksandrov. – Ukhta, 2013. – 43 p.

Dolgov I.A. Estimation of variations in stress-corrosion damages according to results of repeated pigging / I.A. Dolgov, V.A. Gorchakov, Yu.P. Surkov et al. // *Defektoskopiya*. – 2007. – № 1. – P. 16–26.

Sadrtidinov R.A. Features of stress corrosion development at a gas pipeline section according to results of repeated pigging / R.A. Sadrtidinov, V.G. Rybalko, D.V. Novgorodov // *Defektoskopiya*. – 2012. – № 7. – P. 27–35.

Steklov O.I. Estimation of threshold corrosion stresses within a system of trunk gas pipelines / O.I. Steklov, D.P. Varlamov // *Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika*. – 2012. – № 3. – P. 4–9.

Solovey V.O. Estimation of workability for gas pipelines subject to stress corrosion cracking: synopsis of thesis...candidate of eng. 25.00.19 / V.O. Solovey. – Moscow, 2010. – 24 p.

Alimov S.V. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in the regions with high propensity for stress corrosion / S.V. Alimov, A.B. Arabey, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 724 (spec. iss.): *Reliability of the Unified Gas Supply System objects*. – P. 10–15.

Mirzoyev A.M. Connectionist pattern for stress-corrosion damage of sectors within the linear part of Gazprom Transgaz Yugorsk LLC gas mains / A.M. Mirzoyev, M.S. Ivashchenko, A.I. Marshakov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 108–112.

Nowadays, planning of overhaul at sections of gas mains and development of methods for prediction an amount of stress-corrosion-damaged pipes subject to replacement are being carried out according to data of periodical engineering surveys using in-line flaw detectors, which have a number of limitations and some of them are not sufficiently accurate. These technological and methodological features of planning lead to sufficient deviations from previously planned amounts of rejection in respect to pipes damaged by stress corrosion, and in some cases to unpredictable failures of gas mains.

In authors' judgement, rise in the accuracy of predicting stress corrosion damage of tubes could be reached by decomposing factors responsible for stress corrosion cracking, and by clarification of their values on account of hydrological and geological parameters of locality, and the extent of soil aggressiveness. It's reasonable to assess the mentioned stress corrosion factors using methods of computer-aided instruction and data processing, for example, the connectionist technologies.

Taking into consideration the abovementioned, the authors worked out a connectionist pattern for stress-corrosion damage of gas mains basing on chosen factors and their evaluative dimensions. The pattern is aimed at increase in validity of planning the overhaul of gas mains' sections, as well as predicting amounts of inventory and prerepair inspections in long pits.

References

Yesiyev T.S. Using statistical methods and geographical information technologies for estimation of stress-corrosion state of gas main objects / T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh, S.S. Mashurov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 7. – P. 53–56.

Gorbatkov S.A. Technique of connection-ist simulation of stress corrosion processes in gas mains / S.A. Gorbatkov, G.A. Beskhebnova // *Neyroinformatika*. – 2006. – Pt. 2.

Kuravskiy L.S. Application of neural networks for diagnosing and forecasting of fatigue failure of the heavy-wall constructions / L.S. Kuravskiy, S.N. Baranov // *Neyrokomp'yutorny: razrabotka, primeneniye*. – 2001. – № 12.

STATISTICA Neural Networks: methodology and technologies of modern data analysis / ed. by V.P. Borovikov. – 2^d ed., revised and enriched. – Moscow: Goryachaya liniya – Telekom, 2008. – 392 p., ill.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-761-2013. Procedure for determination soil characteristics provoking stress corrosion cracking of metal in gas mains.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-550-2011. Methodical guidelines on decoding and analytical processing of the aerospace survey data for estimation of engineering condition of gas pipelines.

GOST R 55999-2014. In-line inspection of gas pipelines. General requirements.

Garmash V.A. Methods for transmission and processing of information / V.A. Garmash. – Moscow: Nauka, 1980.

Mashurov S.S. Special corrosion inspection of pipelines using a combined method / S.S. Mashurov, A.M. Mirzoyev, D.N. Zpevalov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 113–120.

The article describes a technique for complex technical diagnosing of the pipelines, based on combined usage of improved methods for the aboveground inspection of pipelines, such as electrometric (direct current voltage gradient measuring lengthwise and transverse together with the remote electrode method) and magnetometric methods being realized jointly and simultaneously. Inclusion of the magnetometric component into the scope of work allows contact-free detection of anomalies, which can't be found in course of electrometric survey (defects under a protective coat).

Suggested technique is formalized like a procedure of special corrosion inspections. It determines an order of works, requirements to the equipment, methodology of concurrent analysis and processing of inspection results. Also the advantages and limitations of the mentioned technique are listed.

References

Mulvany J. New pipeline coating defect surveying protection assessment / J. Mulvany // *Materials performance*. – 1989. – April. – P. 17–21.

Leeds J.M. CP equipment should be surveyed along with pipe line coating / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*. – 1994. – December. – P. 36–41.

Leeds J.M. Interaction between coatings and CP deserves basic review / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*. – 1995. – March. – P. 21–26.

Leeds J.M. Some pipe-to-soil potential readings mislead operation / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*. – 1997. – April. – P. 55–58.

Leeds J.M. Operators misled by mislabeled above-ground survey methods / J.M. Leeds, S.S. Leeds // *Pipeline and Gas Journal*. – 2004. – September. – P. 15–26.

GOST R 51164-98. Steel pipe mains. General requirements for corrosion protection. – Moscow: IPK Izdatelstvo standartov, 1998. – 46 p.

Regulating document RD 102-008-2002. Manual on diagnostics of pipeline health using contactless magnetometric method. – Moscow: VNIIST-Poligrafiya, 2002. – 53 p.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-756-2013. Diagnosing gas pipeline branches. Basic provisions. – Moscow: Gazprom expo, 2014. – 54 p.

Gazprom Standard 2-2.3-173-2007. Manual on complex inspection and diagnostics of gas mains subject to stress corrosion cracking. – Moscow: Gazprom expo, 2008. – 29 p.

Gazprom Standard 2-2.3-112-2007. Instruction notes on estimation of the working ability of gas main sections having corrosion defects. – Moscow: Gazprom expo, 2007. – 64 p.

Gazprom Standard 2-3.5-252-2008. Procedure for prolongation the period of safe operation of the PAO Gazprom gas mains. – Moscow: Gazprom expo, 2009. – 106 p.

Voronchikhin S.Yu. Using robotized scanners for health estimation of process pipelines at the PAO Gazprom compressor stations / S.Yu. Voronchikhin, A.A. Samokrutov, Yu.A. Sedelev // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking*. – 2016. – № 3 (27). – P. 120–130.

Direct application of in-line pipe inspection equipment, such as projectile flaw detectors, which are wildly used for diagnosing linear parts of gas mains, is practically impossible with respect to process pipelines of compressor stations (PP CS) due to the complicated space configuration of the pipeline system with plenty of pipe bends, uplifts and sub branches. Besides, projectile flaw detectors are aimed at movement within gas current with velocity of 1–10 m/s, which can't be realized at the limited sections of PP CSs commonly 200–2000 m long. High pollution of some hard-to-reach sections of PP CSs also narrows down a list of means appropriate for inline inspection of the PP CS.

The article presents an ultrasonic A2072 IntroScan projectile flaw detector, created at the IntroScan Technology CJSC specially for inline inspection of PP CS. A2072 IntroScan can independently travel in a pipe-

line and wade through the curved and vertical sections with a diagnostic equipment on board, providing capture of objective data about the state of PP CS cavity and its geometry, as well as about the presence of defects in the metal of tube body and in welds. The main feature of A2072 IntroScan construction are mentioned, including a shaper of sounding pulse. There is a list of typical defects being detected by the A2072 IntroScan in course of PP CS inspection. Also an IntroScan automatized control system is described.

References

Seredenok V.A. Strategy of planning technical diagnostics and overhaul of the process pipelines at the PAO Gazprom compressor stations / V.A. Seredenok, M.Ye. Sidorochev, O.V. Burutin et al. // *Terriroriya Neftegaz.* – 2015. – № 10. – P. 22.

Sidorochev M.Ye. Formation of long-term plans for complex repair of process pipelines of Gazprom JSC compressor stations in the conditions of incomplete data on their technical condition / M.Ye. Sidorochev, O.V. Burutin, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 16–21.

Temporary instruction on planning diagnostic inspections and repairs of the process pipelines at compressor stations / adopted 24.05.2016.

Voronchikhin S.Yu. In-line control of the process pipelines at Gazprom OJSC compressor stations using robotized scanners // IntroScan Technology website. – <http://introsan.ru/technology.html> (date of recourse 01.08.2016).

Gazprom Standard 2-2.3-066-2006. Statute on in-line inspection of pipelines at Gazprom OJSC compressor and booster compressor stations.

Temporary engineering requirements to diagnostic complexes for in-line inspection of process pipelines at Gazprom PJSC compressor stations.

Kuimov S.N. Informational and analytical provision for technical conditioning of gas pipelines subject to stress-corrosion cracking / S.N. Kuimov, S.V. Bausov, A.I. Istomin, T.K. Korosteleva, V.V. Podolskaya // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking.* – 2016. – № 3 (27). – P. 131–139.

By now Gazprom Transgaz Yekaterinburg LLC is perfecting its System for Management of Technical Condition and Integrity (SMTCI) of gas pipelines on the basis of regulatory documents of Gazprom PJSC. However application of SMTCI at gas pipelines subject to stress corrosion cracking causes some problems. First of all, values of integrated indexes of technical condition do not provide true estimation and ranking of technical conditions due to:

- insufficient reliability of exposition and identification of different-type crack-like damages by means of intratube inspection;

- insufficient validity of predictive techniques in respect to revealing potentially dangerous sectors of stress corrosion cracking and determination of their margins.

Secondly, regulatory documents, which concern decision-making on repair works, do not account absence of data about factual level of gas pipeline damage with stress corrosion.

So, it is suggested to solve mentioned problems by:

- selection of potentially dangerous sectors having natural and technical preconditions for origin of stress corrosion according to spatial coincidence of four strategic factors of stress corrosion;

- forecasting a number of stress-corroded tubes within the frameworks of indicated potentially dangerous sectors according to probable extent of stress-corrosion damage;

- calculating SMTCI indicators and selecting control responses in accordance with the amount of tubes and ranks of potentially dangerous sectors;

- using a specialized System for estimation of technical condition, planning and control of repairing gas pipelines subject to stress corrosion at implementation and perfection of SMTCI methodology;

- designing informational pattern for spatial forecasting in order to detect location and extension of damaged sectors;

- designing informational pattern for computerized estimation of technical condition and making decisions on repairs using results of intratube inspection and instrumental land diagnostics basing on data about location and extension of potentially dangerous sectors;

- using applied programs designed on the basis of mentioned informational patterns for calculations and analytical procedures within SMTCI;

- realizing special systematic arrangements providing reliable and safe operation.

Specialized System for estimation of technical condition, planning and control of repairing gas pipelines subject to stress corrosion, as well as its software is being used in Gazprom Transgaz Yekaterinburg LLC for support of decision-making while forming the programs of diagnostics and repairs.

References

Policy of Gazprom OJSC in management of technical condition and integrity of objects aimed at transportation and storage of gas / Gazprom OJSC. – Moscow, 2010.

Concept for management of technical condition and integrity of Gas Transportation System objects considering tasks of transportation / Gazprom OJSC. – Moscow, 2011.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-691-2013. Procedure for forming programs of technical diagnosing and repair of objects belonging to linear parts of Gazprom OJSC Unified Gas Supply System gas mains.

Recommendations R Gazprom 2-2.3-692-2013. Regulations for forming programs of technical diagnosing and repair of objects belonging to linear parts of Gazprom OJSC Unified Gas Supply System gas mains.

Gazprom Standard 2-2.3-292-2009. Rules for determination of gas mains technical condition according to the results of intratube.

Gazprom Standard 2-2.3-750-2013. Criteria for introduction of gas mains linear parts sections into an overhaul.

Gazprom Standard 2-2.3-609-2011. Determination of criteria for introduction to complex repair and terms of safe operation for process pipelines of a compressor station.

Gazprom Standard 2-2.3-523-2010. Guidelines on forecasting and estimation of technical condition of compressor station as a unified object.

Gazprom Standard 2-2.3-173-2007. Instruction on complex inspection and diagnosing of gas mains subject to stress-corrosion cracking.

Gazprom Standard 2-2.3-412-2010. Instruction on determination of potentially dangerous stress-corrosion sections and technical diagnosing of process pipelines of gas compressor stations.

Kuimov S.N. Optimization of planning the repairs for gas pipelines subject to stress-corrosion cracking using computerized systems / S.N. Kuimov, A.I. Istomin, V.V. Podolskaya // *Korroziya. Territiriya Neftegaz.* – Moscow: Camelot Publishing, 2015. – № 2 (31). – P. 12–17.

Rybalko S.V. Outlooks for application high-performance eddy current flaw detectors within diagnostic inspection of gas pipeline sections / S.V. Rybalko, Yu.A. Kasyrev, M.S. Ogorodnikova, V.G. Rybalko, T.A. Yefremov // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking.* – 2016. – № 3 (27). – P. 140–143.

The article examines choice and optimization of inspection methods for gas tubes subject to stress-corrosion cracking. Practice of diagnosing shows, that at short sections the portable flaw detectors like «МВД» (*rus.*) and «БК» (*rus.*) are useful, but regarding the long pipe sections it is reasonable to use power-driven complexes like «ДНЦ-1400» (*rus.*), or eddy current wide-span (300 mm) flaw detectors «ДНЦ-24» (*rus.*). Due to original design sensors of these flaw detectors can easily reach all the control points along the perimeter of a tube. They also guarantee high speed of inspection.

References

Seredenok V.A. Strategy for planning technical diagnostics and overhaul of engineering pipelines of the Gazprom PJSC compressor stations / V.A. Seredenok, M.Ye. Sidorochev, O.V. Burutin et al. // *Territiriya Neftegaz.* – 2015. – № 10. – P. 22–27.

Sidorochev M.Ye. Formation of long-term plans for complex repair of process pipelines of Gazprom JSC

compressor stations in the conditions of incomplete data on their technical condition / M.Ye. Sidorochev, O.V. Burutin, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – C. 16–21.

Sidorochev M.Ye. Stress-corrosion state of compressor station engineering pipelines and procedure of their technical diagnosis / M.Ye. Sidorochev, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost.* – 2010. – № 9. – P. 48–52.

Makarov S.N. A way to prevent emergence and development of stress corrosion cracks / S.N. Makarov, V.G. Rybalko, S.V. Rybalko // *TekhNadzor.* – 2013. – № 3. – P. 48–50.

Remezov A.Ye. Increasing the efficacy of pipe damage estimation at trunk gas pipelines taking into account the results of scanning flaw detector stand tests. Supplement A: thesis ... candidate of eng. / A.Ye. Remezov. – Moscow, 2014.

Karpov S.V. Complex research of stress corrosion cracking at trunk gas pipelines: practice and outlooks / S.V. Karpov, D.I. Shiryapov, A.S. Alikhashkin // *Vesti gazovoy nauki: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking.* – 2016. – № 3 (27). – P. 144–154.

In 1980–1990, stress corrosion cracking became a reason for many accidents at the trunk gas pipelines. The article examines different aspects of this problem, as well as some ways and methods of its solution including issues of retesting of gas pipelines in order to prevent their damages due to stress corrosion cracking. Also the reasons for increased stress-corrosion liability of the two-seam pipes manufactured by the Khartsyzsky pipe plant are determined. The indicators of stress corrosion cracks are listed. The practice of intratube inspection application for detection of stress corrosion damages, and field inspections of gas pipelines subject to stress corrosion is shown. A comparative analysis of results obtained in course of intratube detection of stress corrosion cracks within field inspections using local methods and resealing of gas pipeline sections is done.

References

Ulig G.G. Fighting corrosion. Introduction to corrosion science and engineering / G.G. Uligh, R.I. Revi. – Leningrad: Khimiya, 1989.

Leis B.N. Stress-corrosion cracking on gas-transmission pipelines: history, causes, and mitigation / B.N. Leis, R.S. Eiber / *Proc. of First International Business Conference of Onshores Pipelines.* – Berlin, 1997.

Galliulin Z.T. Retesting and complex inspection of trunk gas pipelines subject to stress corrosion / Z.T. Galliulin, S.V. Karpov, M.I. Korolev et al. – Moscow: Gazprom Information and Advertisement Center, 1996.

Arabey A.B. Impact of manufacturing technologies to stress corrosion resistance of pipes in course of trunk gas pipelines operation / A.B. Arabey, T.S. Yesiyev, I.V. Ryakhovskikh et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – № 2. – P. 52–54.

Zaytsev A.I. Investigating a way metallurgical factors affect modern pipe steels resistance to stress corrosion / A.I. Zaytsev, I.G. Rodionova, O.N. Baklanova et al. // *Problemy chernoy metallurgii i materialovedeniya*. – 2013. – № 1. – P. 1–16.

Karpov S.V. Diagnostic inspection of the trunk gas pipeline 1420 mm in diameter with an Ultrascan shell flaw detector at the Tumentransgaz enterprise / S.V. Karpov, A.V. Khoroshikh, V.F. Muzhitskiy // Proc. of 6th International business meeting «Diagnostics» (Yalta, April of 1996). – Moscow: Gazprom Information and Advertisement Center: Orenergogaz, 1996. – V. 1: Diagnostics of the pipelines.

Karpov S.V. Issues of diagnosing and controlling the technical state of trunk gas pipelines subject to stress corrosion / S.V. Karpov // Proc. of 5th International business meeting «Diagnostics» (Yalta, April of 1995). – Moscow: Gazprom Information and Advertisement Center, 1995. – V. 1: Diagnostics of the pipelines.

Karpov S.V. Experience of application a «ВД-89 HM» (*rus.*) flaw detector for inspection of damaged sectors of tube surfaces in trunk gas pipelines / S.V. Karpov, V.A. Karabchevskiy, V.F. Muzhitskiy // Proc. of 7th International business meeting «Diagnostics» (Yalta, April of 1997). – Moscow: Gazprom: Orenergogaz: Gazprom Information and Advertisement Center, 1997. – V. 2: Diagnostics of linear parts of trunk gas pipelines.

Muzhitskiy V.F. Search and estimation of stress corrosion cracks at trunk gas pipelines using eddy current flaw detectors and other means of nondestructive testing during operation and repair / V.F. Muzhitskiy, V.A. Karabchevskiy, S.V. Karpov // *Territoriya Neftegaz*. – 2004. – № 11.

Departmental-level Regulatory Guide VRD 39-1.10-032-2001. Instruction on classification of

stress-corrosion defects according to a level of their hazard. – Moscow: Gazprom: Gazprom VNIIGAZ: Gazprom Information and Advertisement Center, 2001.

Karpov S.V. Features of stress corrosion manifestation at the sections of gas pipelines of different gas-transporting enterprises / S.V. Karpov // Proc. of branch meeting in Ukhta, November 11–15, 2002. Pt. 1. – Moscow: Gazprom: Gazprom Information and Advertisement Center, 2003.

Kholodenko V.P. Microbiological and chemical parameters for diagnostics of stress corrosion at trunk gas pipelines / V.P. Kholodenko, S.V. Karpov, V.A. Chugunov et al. // Proc. of 9th International business meeting «Diagnostics» (Sochi, April of 1999). – Moscow: Gazprom: Orenergogaz: Gazprom Information and Advertisement Center, 1999. – V. 1: Protection from trunk gas pipeline corrosion.

Korosteleva T.K. Criterial system for stress corrosion diagnostics and estimation of its validity according to the inspection results of the Uraltransgaz enterprise gas pipelines / T.K. Korosteleva, D.D. Gaydt, V.M. Gorbunov // Proc. of 8th International business meeting «Diagnostics» (Sochi, April of 1998). – Moscow: Gazprom: Orenergogaz: Gazprom Information and Advertisement Center, 1998. – V. 2: Diagnostics of linear parts of trunk gas pipelines.

Korosteleva T.K. Arrangement of expertise of gas pipeline route state for detection of stress corrosion cracking / T.K. Korosteleva, P.M. Sozonov, M.L. Dolganov // Proc. of 9th International business meeting «Diagnostics» (Sochi, 1999). – Moscow: Gazprom: Orenergogaz: Gazprom Information and Advertisement Center, 1999. – V. 2: Diagnostics of linear parts of trunk gas pipelines.

Karpov S.V. Outlooks for handling a problem of stress corrosion cracking at trunk gas pipelines / S.V. Karpov // Proc. of 14th International business meeting «Diagnostics» (Arab Republic of Egypt, April of 2004). – Moscow: Gazprom: Orenergogaz: Gazprom Information and Advertisement Center, 2004. – V. 2, pt. 2.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуротный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. **Экспертное заключение** или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. **Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. **Тезисы** должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. **Английский перевод** тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. **Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. **Индекс УДК** в верхнем левом углу.

2. **Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. **Все сокращения** должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. **Числовой материал** приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1).

6. **Для математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную струк-

туру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Cl), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. **Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. **Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.



Тема № 4 (28) / 2016

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

В настоящее время наращивание ресурсного потенциала углеводородного сырья Российской Федерации связано с освоением сложнопостроенных месторождений Восточной Сибири, Арктики, на шельфах Охотского и Каспийского морей. Возрастающая сложность геологоразведочных работ предполагает повышение требований к полноте и достоверности исходной геологической информации.

Исследованиям пластовых систем в нефтегазовой отрасли традиционно уделяется особое внимание. Керна и флюиды содержат незаменимую информацию о свойствах и строении геологического разреза, их изучение позволяет не только осуществить достоверный подсчет запасов, обосновать развитие минерально-сырьевой базы, но и определить пути повышения эффективности извлечения углеводородов, что в конечном счете определяет всю экономику разработки месторождения.

Вошедшие в данный выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки» статьи затрагивают наиболее сложные проблемы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, требующие комплексного системного подхода к работе с кернавым материалом и моделированию фазового поведения пластовых систем. Это обусловлено как перемещением геологоразведочных работ и центров добычи углеводородов в удаленные районы страны со сложными горно-геологическими и климатическими условиями, так и проблемами разработки месторождений (в стадии подающей добычи, с трудноизвлекаемыми запасами, гелийсодержащими газами), освоением запасов низконапорного газа и т.п.

Взвешенный анализ научных исследований и разработок в области исследования пластовых систем может дать ответы на многие вопросы методологического характера, подсказать пути успешного применения современных управленческих решений, упрочить диалог ученых и производственников.

Сборник представляет интерес для научных работников и специалистов, занимающихся исследованием нефтегазовых пластовых систем, физическим и математическим моделированием, расчетами свойств многокомпонентных углеводородных систем (нефти, газоконденсата и их фракций), а также студентов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научный редактор:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *Б.А. Григорьев*

Рецензенты:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *А.И. Гриценко*,
д.т.н., профессор *В.В. Сычев*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru