

ОСОБЕННОСТИ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 622.691.4

Р.М. Аскарлов, д. т. н., Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ) (Уфа, Республика Башкортостан, РФ), askarov1943@mail.ru

Р.Р. Усманов, к. т. н., ООО «Газпром трансгаз Уфа» (Уфа, Республика Башкортостан, РФ)

М.В. Чучкалов, д. т. н., ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Г.Р. Аскарлов, к. т. н., ООО «Газпром трансгаз Уфа», itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

В статье приводятся материалы по объему коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) магистральных газопроводов (МГ) диаметром 1420 мм, отслуживших полный амортизационный срок (33 года). При капитальном ремонте (переизоляции) участков МГ диаметром 1420 мм протяженностью 162 км проведена ревизия технического состояния более 13,5 тыс. труб. Статистика показывает, что КРН подвержены 59,2 % труб. Распределение дефектов КРН на «горячем» и «холодном» участках примерно одинаково. Нет ярко выраженной количественной привязки КРН к числу продольных швов. Кроме того, для КРН нет существенной разницы по толщине стенки, а значит, и по категориям МГ. Дефекты продольной разновидности КРН практически не развиваются в глубину, но имеют тенденцию к количественному росту, охвату новых труб и расширению площади уже имеющихся дефектов. Все эти факторы свидетельствуют о том, что вероятность отказов по причине продольной разновидности КРН невелика.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ, ДИАГНОСТИКА, ПЕРЕИЗОЛЯЦИЯ.

Газотранспортная система ПАО «Газпром» стареет. К примеру, МГ диаметром 1420 мм, построенные в 1980-х гг., отработали полный амортизационный срок (33 года). На нынешнем этапе эксплуатации газотранспортной системы главной проблемой в обеспечении надежности МГ является КРН, которое имеет свойство более ярко проявляться со временем эксплуатации. Общепринятое средство обеспечения эксплуатационной надежности МГ – капитальный ремонт. С 2004 г. в ПАО «Газпром» широко применяется технология переизоляции МГ, одной из основных составляющих которой является ревизия технического состояния линейной части.

При переизоляции ревизии подвергаются 100 % труб диаметром 1420 мм. На рис. 1 приводится фото труб с дефектами КРН, из которого следует, что дефекты КРН



Рис. 1. Трубы с выявленными дефектами прКРН

располагаются «пятнами» и занимают практически всю протяженность трубы, с тенденцией группироваться в районе продольных швов. Для выявления параметров КРН (геометрические размеры, глубина поражения) производится зашлифовка поверхности трубы (рис. 1) – трудоемкая операция, производимая вручную. На рис. 2 видно, что после зашлифовки де-

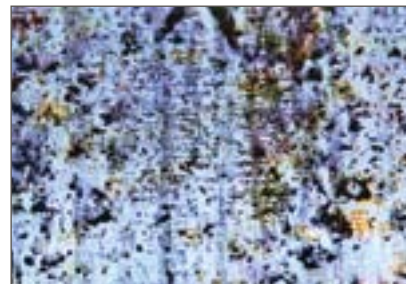


Рис. 2. Дефекты прКРН незначительной глубины и протяженности после зашлифовки

фект КРН проявляется визуально, что позволяет измерять его параметры, глубину и протяженность.

По опыту ООО «Газпром трансгаз Уфа» начальный период внедрения технологии переизоляции газопроводов диаметром 1420 мм (2004–2009 гг.) характеризовался относительно небольшим количеством дефектных труб: доля труб, требовавших замены, составляла

Askarov R.M., Doctor of Engineering Sciences, Ufa State Petroleum Technological University (USPTU) (Ufa, Republic of Bashkortostan, RF), askarov1943@mail.ru

Usmanov R.R., Ph.D. in Engineering Sciences, Gazprom transgaz Ufa LLC (Ufa, Republic of Bashkortostan, RF)

Chuchkalov M.V., Doctor of Engineering Sciences, Gazprom transgaz Ufa LLC

Askarov G.R., Ph.D. in Engineering Sciences, Gazprom transgaz Ufa LLC, itc-gaskarov@ufa-tr.gazprom.ru

Peculiarities of stress-corrosion cracking at the modern stage of operation of gas main pipelines

The article presents the materials on the volume of stress-corrosion cracking (SCC) of main pipelines (MP) with a diameter of 1,420 mm which have served a full service life (33 years). When carrying out a total overhaul (re-insulation) of sections of the MP with a diameter of 1,420 mm whose total length is 162 km, more than 13.5 thousand pipes underwent technical revision. Statistics show that 59.2 % of pipes are subject to SCC. SCC defects are approximately evenly spread at «hot» and «cold» sections. There is no crystal clear quantitative-related correlation between SCC and the number of longitudinal joints. Furthermore, there is no significant difference in wall thickness for SCC, i.e. in MP categories either. SCC defects of a longitudinal type practically never go to the depth, but have a tendency to a growth in volumes and to affect new pipes and to expand the area of the existing defects. All these factors testify to the fact that the failure probability caused by longitudinal SCC is small.

KEY WORDS: GAS MAIN PIPELINE, STRESS-CORROSION CRACKING, DIAGNOSTICS, RE-INSULATION.

в среднем 8–12 %. Причиной отбраковки труб примерно в равных долях являлись как продольное КРН (прКРН) (около 50 %), так и остальные дефекты (также около 50 %).

Начиная с 2010 г. (около 30 лет эксплуатации) число труб, подверженных прКРН, резко увеличилось и на некоторых участках достигло 90 %. В качестве примера в табл. 1 приводятся некоторые результаты ревизии, полученные при переизоляции участка МГ диаметром 1420 мм, в том числе:

- протяженность переизолированного участка 26,8 км;
- срок эксплуатации;
- удаленность от компрессорной станции (КС);
- конструкция трубы (одно- или двухшовная);
- данные по числу труб (2374) с разнесением по толщине стенки по данным внутритрубной диагностики (ВТД);
- данные по числу труб с разнесением по толщине стенки по данным ведомости дефектов;
- общее число труб с КРН с разнесением по толщине стенки;
- количественная разбивка труб по глубине трещин КРН – до 5 %, до 10 %, более 10 %;
- число отбракованных (вырезанных) труб с КРН;

• общее число вырезанных труб, в том числе с КРН.

В целях представления более полных статистических данных в рамках переизоляции (период с 2010 по 2013 г.) в табл. 2 приводятся обобщенные данные по семи переизолированным участкам ООО «Газпром трансгаз Уфа» протяженностью 161,8 км, где было обследовано более 13,5 тыс. (13 552) труб диаметром 1420 мм.

В ходе анализа табл. 1 обращает на себя внимание серьезное несоответствие данных ВТД и ведомостей дефектов по толщине стенки. Особенно это заметно у труб с минимальными и максимальными толщинами стенки, например для толщины 16,5–16,8 мм. Точнее всего – данные по трубам с толщиной стенки 17,5 мм (400 против 419). В табл. 2 эти моменты несколько нивелировались, но все равно заметны, особенно если учитывать, что параметры КРН приводятся по данным инспекции.

Общее число труб с дефектами КРН составило 2035, или 85,7 % (табл. 1). КРН охвачены трубы всех толщин – от 15,7 до 18,7 мм. Одношовные трубы подвержены КРН в меньшей степени – 279 (13,3 %) против 1756 (76,7 %), но на толстостенных трубах показатели примерно одинаковы

(47 против 53 %). Глубина дефектов КРН – преимущественно до 5 % (1520, или 74,7 % труб). Вырезке труб, в основном по причине КРН, была подвергнута 541 труба (92 %) из общего количества списанных труб (588). Это означает, что 979 труб с КРН отремонтированы шлифовкой.

Остановимся на некоторых обобщенных данных, приведенных в табл. 2.

Подтверждение данных ВТД. Результаты инспекции показали, что ВТД неточно определяет толщину стенки, но позволяет получить достоверные сведения о числе труб, продольных швов на трубах (совпадение 100 %). По данным ВТД достаточно полно выявляется КРН глубиной от 20 %, результаты переизоляции это подтверждают: дефекты КРН более 20 % толщины стенки не обнаружены. Эта категория дефектов устранялась до переизоляции, в рамках планово-предупредительных работ (ППР).

Зависимость дефектности по КРН от количества швов на трубе. Общее число труб с дефектами КРН составило 8018, или 59,2 %. На рис. 3 приводится количественное распределение труб с дефектами КРН на одно- и двухшовных трубах.

Таблица 1. Данные о дефектности труб с КРН участка МГ «Уренгой – Петровск» 1942–1969 км

Участок газопровода, протяженность, км		«Уренгой – Петровск» 1942–1969 км, 26,8 км									
КР и срок эксплуатации на момент года КР, лет		29 лет – 2011 г.									
Удаленность от КС, км		0 км от узла подключения КС – 18 ДЛПУМГ									
Конструкция трубы		Сумма		18,7 и более		15,7		16,5–16,8		17,5	
		2-ш*	1-ш**	2-ш*	1-ш**	2-ш*	1-ш**	2-ш*	1-ш**	2-ш*	1-ш**
Данные по количеству и толщине стенки труб, шт. (%)	По отчету ВТД, шт. (%)	2374 (100)		1966 (82,8)		400 (16,8)		2 (0,08)		6 (0,25)	
	По ведомостям дефектов, шт. (%)	1987 (83,7)	387 (16,3)	1619 (82,3)	347 (17,7)	366 (91,5)	34 (8,5)	2 (0,08)	0 (0)	0 (0)	6 (100)
Трубы с КРН, шт. (%)		2374 (100)		583 (24,6)		419 (17,6)		1147 (48,3)		225 (9,48)	
		1987 (83,7)	387 (16,3)	312 (53,6)	271 (46,4)	402 (96,0)	17 (4,0)	1087 (94,8)	60 (5,2)	186 (82,7)	39 (17,3)
Трубы с КРН, шт. (%)		2035 (85,7)		450 (77,2)		369 (88,1)		1018 (88,8)		198 (88,0)	
		1756 (76,7)	279 (13,3)	239 (53,1)	211 (46,9)	360 (97,6)	9 (2,4)	985 (96,8)	33 (3,2)	172 (86,9)	26 (13,1)
Количество труб по глубине КРН в % от толщины стенки трубы, шт. (%)	Глубиной до 5 %	1520 (74,7)		359 (61,6)		293 (79,4)		757 (74,4)		111 (49,3)	
		1339 (88,1)	181 (11,9)	223 (62,1)	136 (37,9)	287 (98,0)	6 (2,0)	739 (97,7)	18 (2,3)	90 (81,1)	21 (18,9)
	Глубиной 5–10 %	485 (23,8)		64 (11,0)		76 (20,6)		259 (25,4)		86 (38,2)	
		415 (85,6)	70 (14,4)	16 (25,0)	48 (75,0)	73 (96,1)	3 (3,9)	244 (94,2)	15 (5,8)	82 (95,4)	4 (4,6)
Глубиной >10 %	30 (1,4)		27 (6,0)		0 (0)		2 (0,2)		1 (0,5)		
	2 (6,7)	28 (93,3)	0 (0)	27 (100)	0 (0)	0 (0)	2 (100)	0 (0)	0 (0)	1 (100)	
Вырезано труб с КРН, шт. (%), [% от труб с КРН]	541 (22,8) [26,6]		51 (8,75) [11,3]		68 (16,2) [18,4]		324 (28,2) [31,8]		98 (43,6) [49,5]		
	504 (93,2)	37 (6,8)	32 (62,7)	19 (37,3)	64 (94,1)	4 (5,9)	318 (98,1)	6 (1,9)	90 (91,8)	8 (8,2)	
Вырезано труб, шт. (%)		588 (24,8)									

* 2-ш – двушовные трубы.
** 1-ш – одношовные трубы.

Прослеживается тенденция к большей распространенности КРН на двушовных трубах

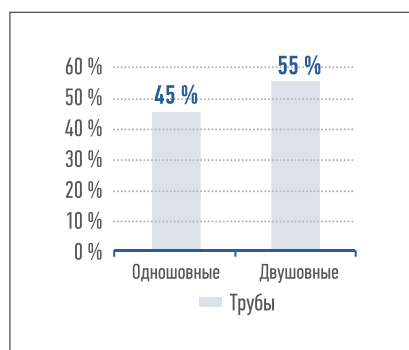


Рис. 3. Распределение труб с дефектами КРН на одношовных и двушовных трубах

$55/45 = 1,22$, но выражена она не столь явно, как указано в [1], где соотношение составляет $0,00045/0,00025 = 1,8$. Можно предположить, что статистика по КРН развивается, а представленные данные опираются на более полную информацию, учитывающую относительно продолжительный срок эксплуатации МГ диаметром 1420 мм.

Дефектность труб в зависимости от толщины стенки. На рис. 4 приводится количественное распределение труб с дефектами прКРН, выявленных на 8018 трубах, в зависимости от толщины стенки.

Из диаграммы видно, что прКРН имеет место независимо от толщины стенки, а увеличение толщины стенки как метод борьбы неприемлемо. Это опровергло предположение, выдвигаемое в 1990-х гг. в ряде источников, в том числе в зарубежных [2–4], рекомендовавших повышение толщины стенки МГ как эффективный способ борьбы с КРН.

Соотношение дефектов КРН по глубине. Диаграмма, отражающая количественное соотношение труб по глубине трещин – до 5, до 10 и более 10 % толщины стенки – в зависимости от общего числа труб с прКРН, приводится на рис. 5.

Таблица 2. Обобщенные данные результатов переизоляции в ООО «Газпром трансгаз Уфа» МГ диаметром 1420 мм в 2010–2013 гг.

Обобщенные данные		Обобщенные данные по семи участкам КР										
Конструкция трубы		Σ			18,7 >		17,5		16,5–16,8		15,7	
		Сш.	2-ш	1-ш	2-ш	1-ш	2-ш	1-ш	2-ш	1-ш	Сш****	2-ш**
Данные по количеству и толщине стенки труб, шт. (%)	По отчету ВТД, шт. (%)	13552			4273 (31,5)		2226 (16,4)		4382 (32,3)		2671 (19,7)	
	По ведомостям дефектов, шт. (%)	22 (0,16)	6473 (47,8)	7057 (52,1)	1686 (39,5)	2587 (60,5)	2176 (97,8)	50 (2,2)	2262 (51,6)	2120 (48,4)	22 (0,8)	349 (13,1)
Трубы с КРН, шт. (%)	По отчету ВТД, шт. (%)	8018 (59,2)			1649 (56,0)		1525 (66,0)		3979 (56,7)		865 (67,7)	
	По ведомостям дефектов, шт. (%)	4 (0,1)	4410 (55,0)	3604 (44,9)	299 (8,1)	1350 (81,9)	1421 (93,2)	104 (6,8)	2008 (50,4)	1971 (49,6)	4 (0,5)	682 (78,8)
Количество труб по глубине КРН в % от толщины стенки трубы, шт. (%)	Глубиной до 5 %	5193 (64,8)			987 (33,5)		1124 (48,6)		2570 (64,6)		512 (59,2)	
		2 (0,0)	2814 (54,2)	2377 (45,8)	240 (24,3)	747 (75,7)	1054 (93,8)	70 (6,2)	1132 (44,0)	1438 (56,0)	2 (0,3)	388 (75,8)
	Глубиной 5–10 %	2660 (33,2)			615 (37,3)		380 (24,9)		1329 (33,4)		336 (26,3)	
		0 (0)	1501 (56,4)	1159 (43,6)	58 (9,4)	557 (90,6)	347 (91,3)	33 (8,7)	813 (61,2)	516 (38,8)	0 (0)	283 (74,2)
	Глубиной > 10 %	165 (2,0)			47 (1,60)		21 (0,91)		80 (2,01)		17 (1,96)	
		2 (1,2)	95 (57,6)	68 (41,2)	1 (2,1)	46 (97,9)	20 (95,2)	1 (4,8)	63 (78,8)	17 (21,2)	2 (11,8)	11 (64,7)
Вырезано труб с КРН, шт. (%), [%, от труб с КРН]	По отчету ВТД, шт. (%)	3251 (24,0) [40,5]			320 (10,9) [19,4]		564 (24,4) [37,0]		1863 (26,6) [46,8]		504 (39,4) [58,3]	
	По ведомостям дефектов, шт. (%)	0 (0)	1790 (27,7)	1521 (21,6)	55 (12,7)	265 (10,5)	522 (24,8)	42 (20,2)	803 (27,1)	1060 (26,1)	0 (0)	410 (42,1)
Вырезано труб, шт. (%)		3711 (24,7)										

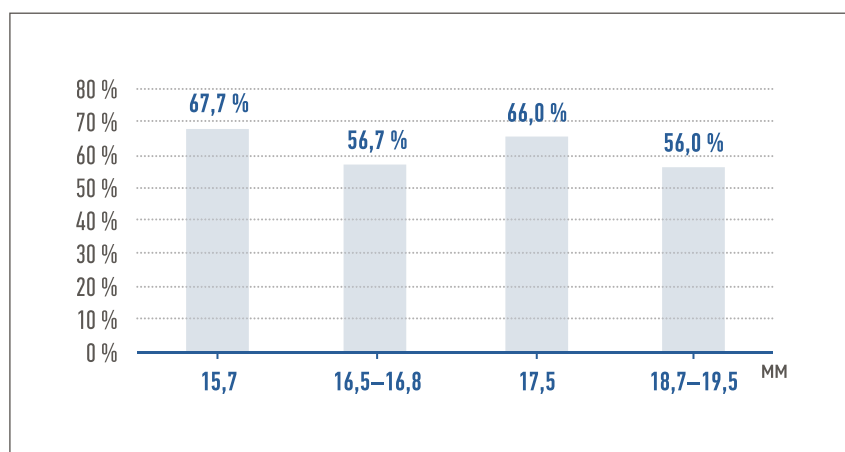


Рис. 4. Распределение труб с дефектами прКРН в зависимости от толщины стенки

Статистика свидетельствует о том, что для этих участков со сроком эксплуатации на рубеже 30 лет и более характерно наличие высокого процента труб с незначительными по глубине трещинами прКРН [5]: до 5 % – около

2/3 общего числа; до 10 % – около 1/3; более до 10 % – до 2 %.

Дефекты прКРН практически не развиваются в глубину, но имеют тенденцию к количественному росту (появлению новых неглубоких трещин, каждая из которых

* 1-ш – одношовные трубы.
** 2-ш – двухшовные трубы.
*** Сш – спиралешовные трубы.

временно снижает кольцевые напряжения), способствует охвату новых труб и расширению площади уже имеющихся дефектов. Это фактор подтверждает предположение, что вероятность отказов по причине продольной разновидности КРН невелика.

Распределение КРН на «горячих» и «холодных участках». На рис. 6 приводится количественное распределение труб с дефектами прКРН на «горячих» участках (25–30 км за КС) и «холодных», расположенных за пределами «горячих» участков.

Из рис. 6 видно, что прКРН не зависит от расстояния от КС. Число труб на участках примерно одинаково. В исследованиях 1990–х гг.

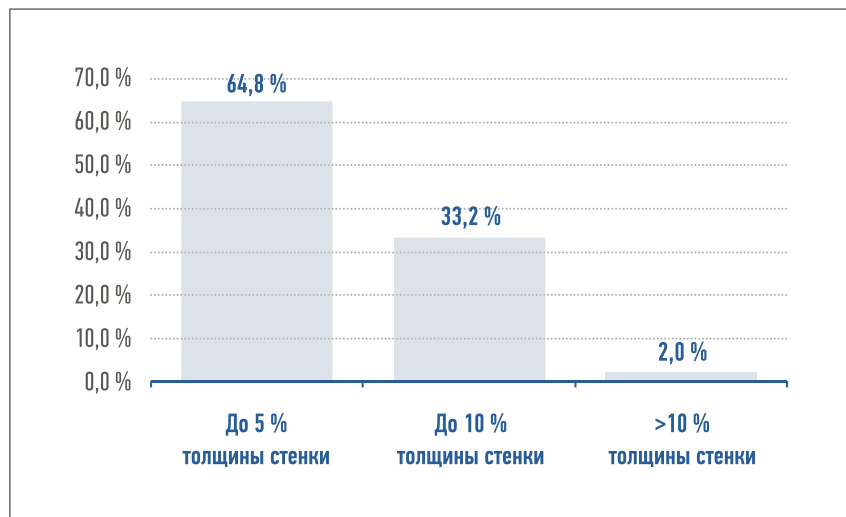


Рис. 5. Распределение труб с дефектами прКРН в зависимости от глубины дефекта

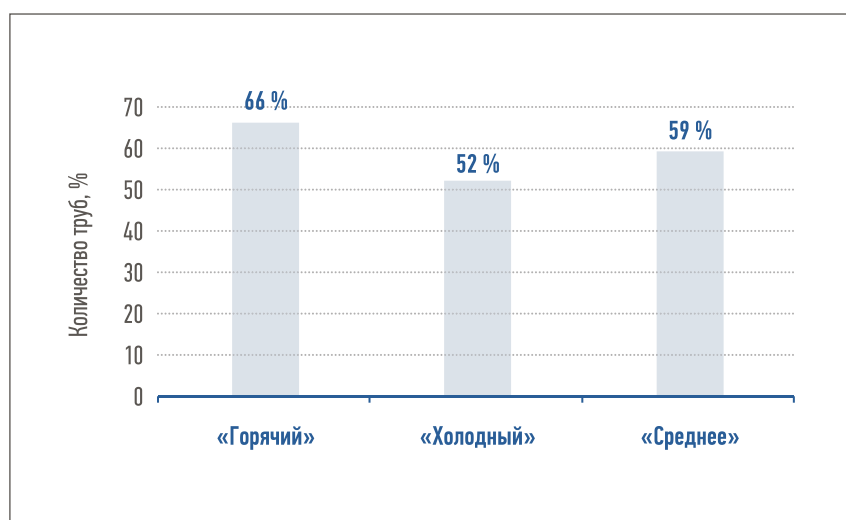


Рис. 6. Распределение труб с дефектами прКРН на «горячих» и «холодных» участках

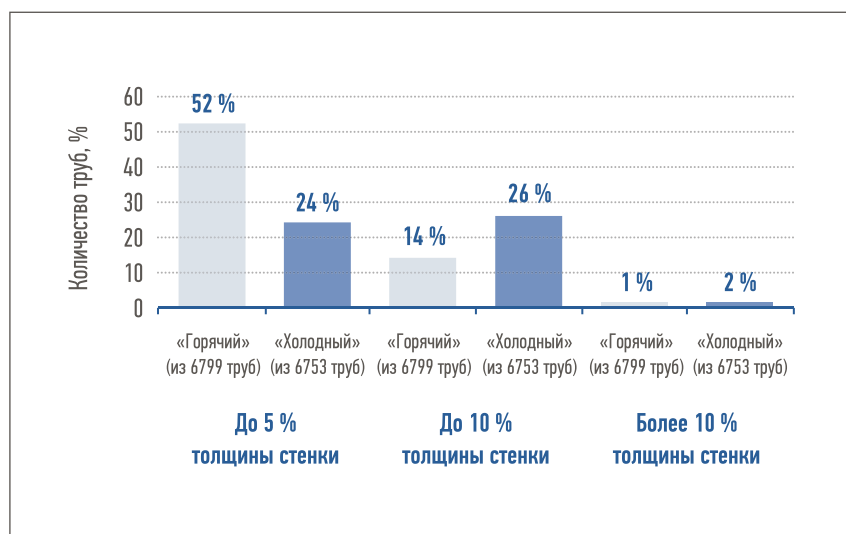


Рис. 7. Количественное соотношение глубины прКРН в зависимости от разделения участков на «горячий» и «холодный»

и начала XXI в. КРН «отводились» исключительно «горячие» участки [2–4, 6–7].

На рис. 7 в виде диаграммы приводятся данные, характеризующие зависимость глубины дефектов прКРН на «горячих» и «холодных» участках. Из рисунка понятна тенденция к преобладанию дефектов прКРН глубиной на «горячем» участке до 5 %, а на «холодном» – до 10 %. Доля дефектов глубиной более 10 % и на «горячих», и на «холодных» участках не превышает 1–2 %.

Широкое применение в отрасли нашел рекомендованный нормативами [8] ремонт труб с дефектами КРН контролируемой шлифовкой. Это трудоемкая операция, компенсирующая недостаток труб на замену. По данным табл. 2, шлифовка позволила оставить 4767 труб, или около 60 % труб с дефектами КРН. Отбраковка (замена) труб осуществлялась в основном по причине КРН. В целом была произведена замена 3251 трубы, или 88 % от общего числа труб (3711). По остальным причинам забраковано 460 труб, т. е. в пределах 12 %.

В работе [9] представлены статистические данные по охвату КРН МГ 000 «Газпром трансгаз Нижний Новгород» диаметром 1420 мм. Число обследованных при капитальном ремонте труб – 5560, из них с КРН – 3121, или 56,1 %, с КРН глубиной менее 0,85 мм (что примерно соответствует 5 % толщины стенки) – также более 2/3. На возникновение и развитие КРН толщина стенки не влияет, влияние количества сварных швов на трубе выражено примерно в той же пропорции, что и в 000 «Газпром трансгаз Уфа». Из сопоставления данных можно сделать вывод, что представленная в статье статистика по КРН характерна для ПАО «Газпром» в целом.

Эти данные свидетельствуют о том, что вероятность отказов в ПАО «Газпром» по причине продольной разновидности КРН неве-

лика [5]. К тому же дефекты прКРН глубиной более 20 % толщины стенки уверенно выявляются в процессе эксплуатации при плановом пропуске снарядов ВТД [10] и устраняются в рамках ППР.

ВЫВОДЫ

1. В рамках переизоляции семи участков МГ 000 «Газпром трансгаз Уфа» диаметром 1420 мм общей протяженностью 161,8 км проведена ревизия технического состояния 13 552 труб, показавшая, что на 8018 трубах (59,2 %) имеются дефекты КРН.

2. Проведенные обследования подвергают сомнению некоторые «устоявшиеся» положения науки о КРН. Ранее считалось, что КРН в основном располагается в «горячей» зоне. Статистика свидетельствует о том, что на современном этапе эксплуатации

газотранспортной системы картина распределения дефектов КРН на «горячих» и «холодных» участках примерно одинакова, с некоторым преобладанием на «горячих» участках: 66 против 52 %. Нет ярко выраженной привязки КРН к числу продольных швов (45 % – одношовные и 55 % – двухшовные). Кроме того, для развития КРН не имеет существенного значения толщина стенки, а значит, и категория МГ. То же относится к соотношению глубин КРН на «горячих» и «холодных» участках.

3. Дефекты прКРН практически не развиваются в глубину (2/3 дефектов – не более 5 %, 1/3 – не более 10 %), но имеют тенденцию к количественному росту (появлению новых неглубоких трещин, каждая из которых временно снижает кольцевые на-

пряжения), способствуют охвату новых труб и расширению площади уже имеющихся дефектов. С учетом этого фактора можно сделать вывод, что вероятность отказов трубопроводов по причине продольной разновидности КРН невелика. К тому же дефекты КРН глубиной более 20 % толщины стенки уверенно выявляются в процессе эксплуатации при плановом пропуске снарядов ВТД и устраняются в рамках ППР.

4. Результаты проведенных обследований во многом можно экстраполировать на МГ диаметром 1420 мм по ПАО «Газпром» в целом, поскольку аналогичные данные получены в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (число обследованных труб – 5560, из них с КРН – 56,1 %; глубина дефектов до 5 % от толщины стенки трубы – более 2/3). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. М.: ИРЦ Газпром, 2008. 56 с.
2. Тухбатуллин Ф.Г., Галиуллин З.Т., Аскарлов Р.М. и др. Обследование и ремонт магистральных газопроводов, подверженных КРН // Транспорт и подземное хранение газа. М.: ИРЦ Газпром, 2001. 61 с.
3. Галиуллин З.Т., Веслинг Д. Обзор исследований по коррозионному растрескиванию под напряжением, проведенных с 1996 по 1998 г. // Семинар по коррозионному растрескиванию трубопроводов под напряжением. М.: ИРЦ Газпром, 1998. 49 с.
4. Сергеева Т.К., Турковская Е.П., Михайлов Н.П., Чистяков А.И. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом // Транспорт и подземное хранение газа. М.: ИРЦ Газпром, 1997. 89 с.
5. Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах. дисс. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2015.
6. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. Уфа: Гилем, 1997. 177 с.
7. Гареев А.Г., Худяков М.А., Абдуллин И.Г. Разрушение материалов в коррозионных средах. Уфа: УГНТУ, 2005. 124 с.
8. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293824/4293824031.htm> (дата обращения: 15.08.2017)
9. Гуськов С.С., Мусонов В.В., Агинея Р.В. и др. Особенности расположения стресс-коррозионных дефектов, выявленных в ходе диагностического обследования при капитальном ремонте участков магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 4. С. 12–19.
10. Канаikin В.А., Патраманский Б.В., Попов С.Э. Роль ВТД в обеспечении надежной работы линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Мат-лы XIX Международной деловой встречи «Диагностика-2011»: В 2 т. М.: Газпром экспо, 2013. Т. 1. С. 40–47.

REFERENCES

1. Gazprom Company Standard 2-2.3-173-2007. Instruction on the Comprehensive Inspection and Diagnostics of Gas Main Pipelines which are Subject to Stress-Corrosion Cracking. Moscow, Gazprom Information and Advertising Center, 2008, 56 p. (In Russian)
2. Tuxhatullin F.G., Galiullin Z.T., Askarov R.M., et al. Inspection and Repair of Gas Main Pipelines which are Subject to Stress-Corrosion Cracking. In: Gas Transport and Underground Storage. Moscow, Gazprom Information and Advertising Center, 2001, 61 p. (In Russian)
3. Galiullin Z.T., Wesling D. Reviewing Research of Stress-Corrosion Cracking Performed from 1996 to 1998. In: Papers of Seminar on Stress-Corrosion Cracking of Pipelines. Moscow, Gazprom Information and Advertising Center, 1998, 49 p. (In Russian)
4. Sergeeva T.K., Turkovskaya E.P., Mikhaylov N.P., Chistyakov A.I. The Situation with Stress-Corrosion in the CIS Countries and Abroad. In: Gas Transport and Underground Storage. Moscow, Gazprom Information and Advertising Center, 1997, 89 p. (In Russian)
5. Chuchkalov M.V. Developing Methods for the Identification, Slowing and Prevention of Stress-Corrosion Cracking at Gas Main Pipelines, Doctoral Thesis in Engineering Sciences. Ufa, 2015. (In Russian)
6. Abdullin I.G., Gareev A.G., Mostovoy A.V. Corrosion and Mechanical Durability of Oil and Gas Pipeline Systems: Diagnostics and Lifetime Prediction. Ufa, Gilem, 1997, 177 p. (In Russian)
7. Gareev A.G., Khudyakov M.A., Abdullin I.G. Material Destruction in Corrosion Environments. Ufa State Petroleum Technological University, 2005, 124 p. (In Russian)
8. Instruction on the Assessment of Defects of Pipes and Components Parts when Repairing and Examining Gas Main Pipelines [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293824/4293824031.htm> (Access date: August 15, 2017). (In Russian)
9. Guskov S.S., Musonov V.V., Aginey R.V., et al. Location Peculiarities of Stress-Corrosion Defects Identified in the Course of a Diagnostics Examination when Performing a Total Overhaul of Sections of Gas Main Pipelines. Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika = Pipeline Transport: Theory and Practice, 2016, No. 4, P. 12–19. (In Russian)
10. Kanaykin V.A., Patramansky B.V., Popov S.E. ILL's Role in Ensuring Safe Operation of the Linear Part of Gas Main Pipelines of Gazprom OJSC. Materials of the 19th International Business Meeting «Diagnostics-2011»: in 2 Volumes. Moscow, Gazprom Expo, 2013, Vol. 1, P. 40–47. (In Russian)