

УДК 69.059.25:622.691.4

И.И. Велиюлин¹; В.И. Городниченко¹, e-mail: v.gorodnichenko@eksikom.ru; А.С. Шуваев¹; Э.И. Велиюлин²; А.Н. Касьянов²; Ф.И. Захаркин³

¹ ООО «ЭКSIKOM» (Москва, Россия).

² АО «Краснодаргазстрой» (Москва, Россия).

³ ООО «Газпром переработка» (Санкт-Петербург, Россия).

К вопросу об оптимизации вывода участков газопроводов в капитальный ремонт

В статье рассмотрена проблема вывода участков газопроводов в капитальный ремонт методом переизоляции. Результаты анализа выборки из 30 участков газопроводов газотранспортной сети ПАО «Газпром» показали, что вывод более половины участков в капитальный ремонт произведен без учета норм стандарта ПАО «Газпром». Следствием неоптимального выбора стало нерациональное использование средств, выделенных на капитальный ремонт. В то же время ряд участков, которые по техническому состоянию могут эксплуатироваться после проведения выборочного ремонта, безусловно, должны были быть выведены в капитальный ремонт, поскольку устранение большого количества критических и потенциально опасных коррозионных дефектов требует значительных финансовых затрат. Данный факт свидетельствует о том, что требования стандарта ПАО «Газпром» по выводу участков газопровода в капитальный ремонт должны, помимо технического состояния, учитывать экономический аспект и трудоемкость выполнения ремонтных работ.

В статье также затронут вопрос определения временного интервала между обследованиями газопроводов методами внутритрубной дефектоскопии. Проблема обусловлена нерепрезентативностью исходных данных для выполнения расчетов. Показано, что наиболее адекватным вариантом решения можно считать международную норму, устанавливающую, что за время наработки газопровода до отказа должно быть проведено не менее двух обследований. При этом с интервалом проведения обследований должны быть увязаны объемы выборочного ремонта. Из зависимости между наработкой до отказа и относительной глубиной гипотетических дефектов, расположенных на граничной кривой, разделяющей дефекты на допустимые и недопустимые, определяется относительная глубина дефектов, при превышении которой дефект должен быть устранен. В дальнейшем при значительном объеме ремонта интервал между обследованиями может быть скорректирован.

Ключевые слова: газопровод, коррозионное состояние, выборочный ремонт, показатель технического состояния, интервал между обследованиями.

.....

I.I. Veliyulin¹; V.I. Gorodnichenko¹, e-mail: v.gorodnichenko@eksikom.ru; A.S. Shuvaev¹; E.I. Veliyulin²; A.N. Kasiyanov²; F.I. Zakharkin³

¹ EKSİKOM LLC (Moscow, Russia).

² Krasnodargazstroy SC (Moscow, Russia).

³ Gazprom pererabotka LLC (Saints-Peterburg, Russia).

On Optimization of Guiding Gas Line Sections into Major Repair

The article analyses the problem of guiding gas line sections into major repairs by resheathing. The analysis data of picking from 30 gas line sections of the Gazprom PJSC gas transport system showed that guidance of over half sections into major repair was done taking into no account the Gazprom PJSC standards. The nonoptimal selection resulted in the irrational use of finances allocated for the major repairs. Besides, a number of sections which due to their operating conditions can still be used after the selective repair with no doubt must be guided into major repairs since the removal of a great number of critical and potentially hazardous corrosion defects require considerable investments. This fact indicates that specifications of Gazprom PJSC standards concerning the guidance of gas line sections into major repairs in addition to operating conditions should also take into account the economic aspect and labor input into major repairs. The article also touches upon the problem of inspection interval fixation by in-line defectoscopy. The problem is caused by initial data unrepresentativeness to carry out calculations. It was shown that the most appropriate alternate solution is considered to be the international rule fixing that within the operating time between gas line failures two inspections as minimum are to be carried out. Besides, an inspection interval is to be coordinated with selective repair sizes. By the dependence

of operating time between failures and a relative depth of hypothetical defects at the boundary curve dividing defects into tolerable and intolerable it was possible to determine a relative depth of defects at the excess of which the defects are to be removed. In future the inspection interval can be corrected in case of sizable repairs.

Keywords: gas line, corrosive conditions, selective repairs, operating conditions factor, inspection interval.

Поддержание газопроводов в работоспособном состоянии в ПАО «Газпром» обеспечивается в том числе за счет реализации стратегии ремонта газопроводов по техническому состоянию с выборочным ремонтом и капитального ремонта (ремонт методом переизоляции с частичной заменой труб). Актуальным при этом является вопрос выбора между профилактическим и капитальным ремонтом газопроводов. Изучение реальных затрат, результаты которого представлены в данной статье, показало, что пока этот вопрос решается без должного анализа технического состояния участков газопроводов и без проведения экономического обоснования.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕМОНТ

Наличие проблемы выбора участков газопроводов для вывода в ремонт подтвердил анализ технического состояния 30 участков газопроводов, на которых в 2015–2016 гг. был выполнен капитальный ремонт. Отметим, что на 10 участках при внутритрубном техническом диагностировании (ВТД) были выявлены стресс-коррозионные трещины (непосредственно на участке газопровода № 9 трещины при ВТД не были обнаружены, однако на прилегающем участке выявлена 41 трещина). Результаты расчетов показателей технического состояния участков газопроводов, по которым в соответствии со стандартом [1] проверяется наличие условий вывода участков в капитальный ремонт, представлены в табл. 1. Из этих данных следует, что только 12 участков удовлетворяют требованиям стандарта, а на большинстве остальных капи-

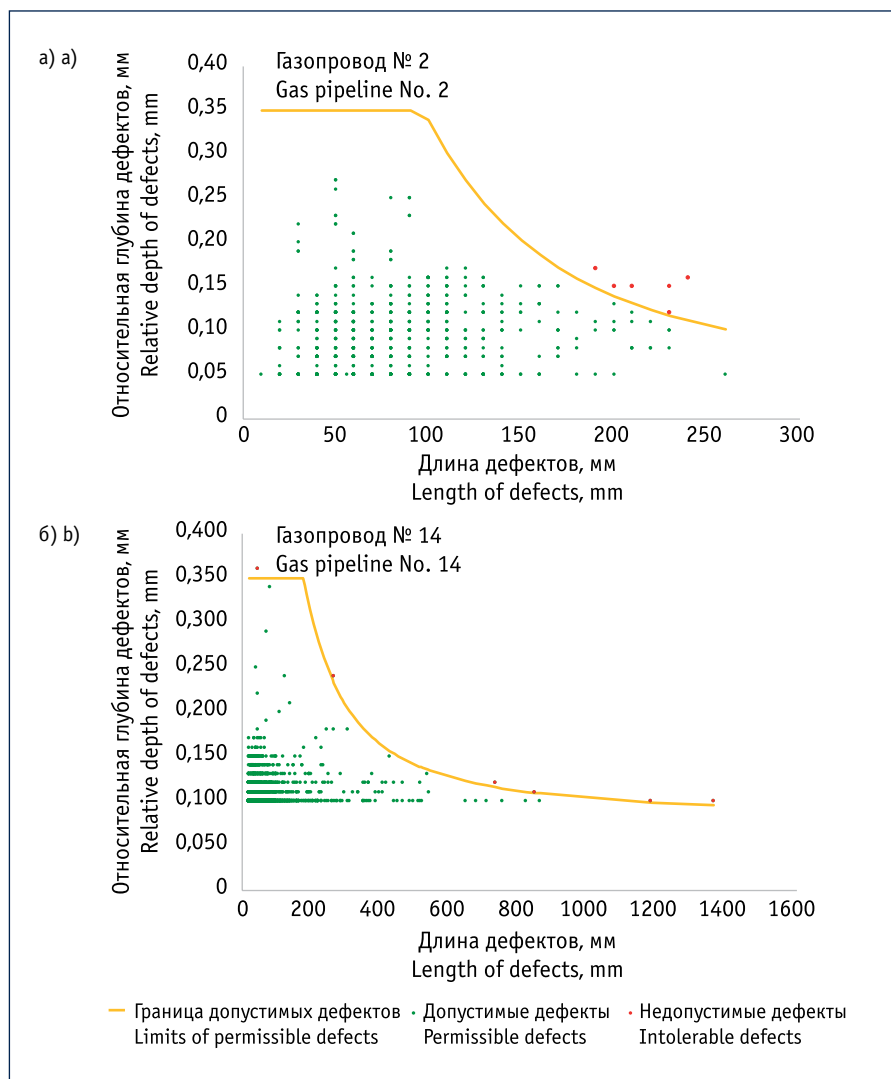


Рис. 1. Коррозионное состояние участков газопроводов № 2 (а) и № 14 (б)
Fig. 1. Corrosive conditions of gas pipeline sections No. 2 (a) and No. 14 (b)

тальный ремонт следовало бы отложить в связи с возможностью их эксплуатации после проведения выборочного ремонта. При этом перераспределение средств в пользу ремонта других, более поврежденных газопроводов позволило бы избежать необязательных финансо-

вых затрат и одновременно повысить безопасность эксплуатации газотранспортной системы. Согласно табл. 1 диапазон показателей технического состояния участков газопроводов, которые целесообразно восстанавливать методом переизоля-

Ссылка для цитирования (for citation):

Велиюлин И.И., Гордниченко В.И., Шуваев А.С., Велиюлин Э.И., Касьянов А.Н., Захаркин Ф.И. К вопросу об оптимизации вывода участков газопроводов в капитальный ремонт // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 12. С. 82–88.
Veliyulin I.I., Gorodnichenko V.I., Shuvaev A.S., Veliyulin E.I., Kasiyanov A.N., Zakharkin F.I. On Optimization of Guiding Gas Line Sections into Major Repair. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2018, No. 12, P. 82–88. (In Russian)

Таблица 1. Показатели технического состояния участков газопроводов до капитального ремонта

Table 1. Factors of operating conditions of gas pipeline sections prior to major repairs

№ газопровода Number of pipeline	Количество труб, подлежащих замене Number of pipes to be replaced	Количество дефектов на 1 км Number of defects for 1 km	Количество дефектных труб на 1 км Number of defective pipes for 1 km	Количество труб, подлежащих замене, на 1 км Number of pipes to be replaced for 1 km	Показатель технического состояния Factor of operating conditions	Вид ремонта Type of repair
1	1	15,3	2,4	0,04	0,0032	Выборочный Selective
2	6	25,0	5,1	0,2	0,0070	
3	0	158,3	39,8	0,0	0,0468	
4	85	8,2	6,0	3,2	0,0119	
5	220	34,6	9,7	11,8	0,0218	
6	18	13,0	7,0	0,8	0,0147	
7	47	28,2	11,7	1,9	0,0336	
8	8	60,4	12,0	1,0	0,0469	
9	9	166,5	162,8	0,5	0,2549	
10	14	212,7	178,4	0,3	0,3108	
11	35	8,4	8,1	2,6	0,1868	
12	32	27,7	25,4	2,9	0,2270	
13	10	18,8	17,6	0,4	0,1930	
14	6	52,1	45,0	0,2	0,3337	Выборочный Selective
15	3	2,2	1,8	0,1	0,0232	
16	53	15,3	7,5	1,2	0,0382	
17	11	136,6	23,9	0,4	0,0298	
18	262	64,9	23,8	20,2	0,0410	
19	3	5,8	4,0	0,3	0,0215	
20	103	30,2	10,4	3,6	0,0242	
21	838	687,6	51,6	74,8	0,1730	Выборочный Selective
22	20	263,2	35,4	1,3	0,0602	
23	0	52,9	5,7	0,0	0,0060	Капитальный Major
24	1118	397,1	35,9	74,5	0,0847	
25	6	140,6	26,6	1,0	0,1096	Выборочный Selective
26	3	13,0	9,7	0,1	0,0435	
27	154	91,2	23,7	7,0	0,0314	Капитальный Major
28	22	32,2	11,8	0,9	0,1274	
29	0	119,8	22,8	0,0	0,0283	Капитальный Major
30	525	231,6	31,2	11,4	0,0662	

ции, составляет 0,062–0,334. Показатели технического состояния участков газопроводов, эксплуатация которых возможна с ремонтом по техническому состоянию, изменяются с 0,0032 до 0,0468, причем максимальное значение превышает минимальное в 14,6 раза, что свидетельствует о случайном характере выбора участков газопроводов.

На рис. 1 представлена диаграмма коррозионного состояния двух участков газопроводов № 2 и № 14, на примере которых видно, что техническое состо-

яние рассматриваемых участков совершенно различно, хотя должно было быть примерно одинаковым. На участке газопровода № 2 количество дефектов составляет 676, или 25,0 дефектов на 1 км, отбраковано по условиям прочности шесть труб, показатель технического состояния равен 0,007. На участке газопровода № 14 количество дефектов составляет 1875, или 52,1 дефекта на 1 км, отбраковано по условиям прочности шесть труб, показатель технического состояния равен 0,334. То есть

показатель технического состояния участка газопровода № 14 почти в 48 раз превышает показатель, характеризующий техническое состояние участка газопровода № 2. Восстанавливать работоспособное состояние участка газопровода с такой поврежденностью не было никакой необходимости, а средства, затраченные на капитальный ремонт, можно было использовать для восстановления работоспособного состояния других участков газопроводов, значительно больше поврежденных.



SAPE 2019

X МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ И
ОХРАНЕ ТРУДА

СОЧИ

23-26 АПРЕЛЯ 2019

ОРГАНИЗАТОР:



ВСЕРОССИЙСКАЯ
НЕДЕЛЯ ОХРАНЫ ТРУДА



Электрификация

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНИСТЕРСТВО ТРУДА
И СОЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

www.sape-expo.ru

Тел.: +7 (499) 181-52-02, доб. 131,145

eor@expo-elektra.ru

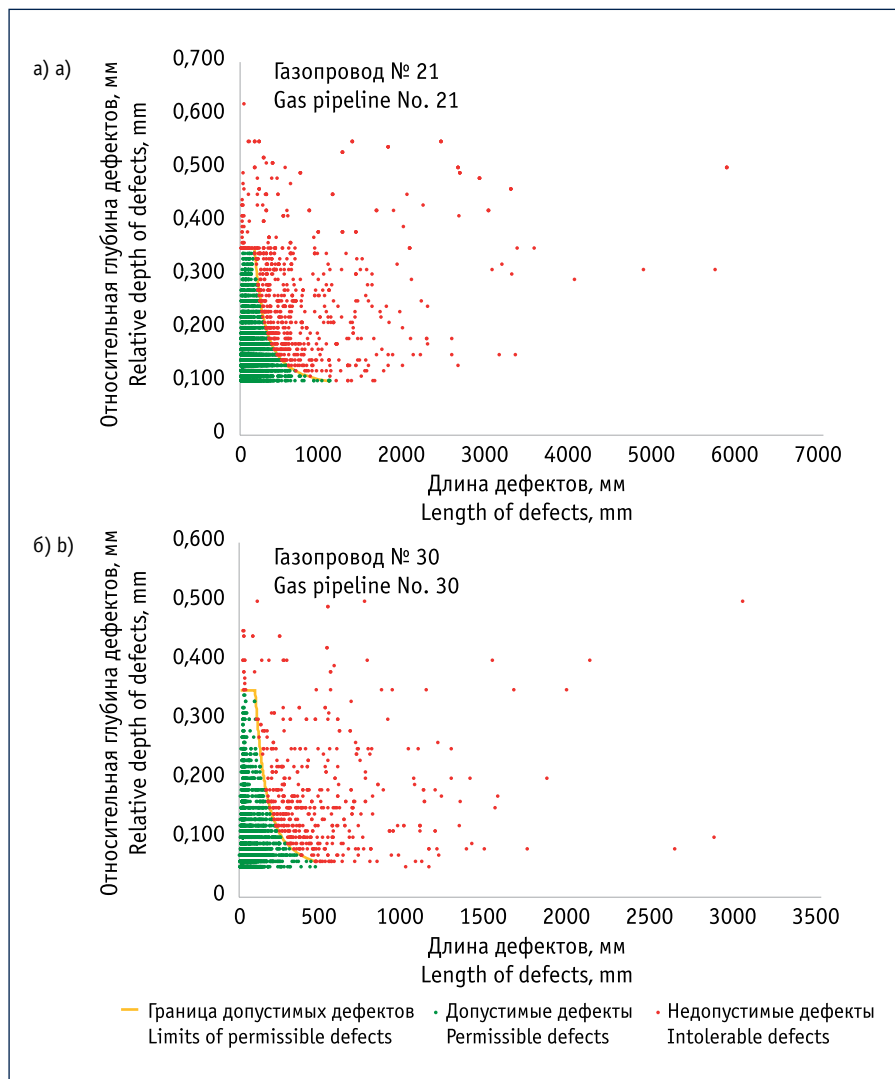


Рис. 2. Коррозионное состояние участков газопроводов № 21 (а) и № 30 (б), подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением
 Fig. 2. Corrosive conditions of gas line sections No. 21 (a) and No. 30 (b) subjected to stress corrosion cracking

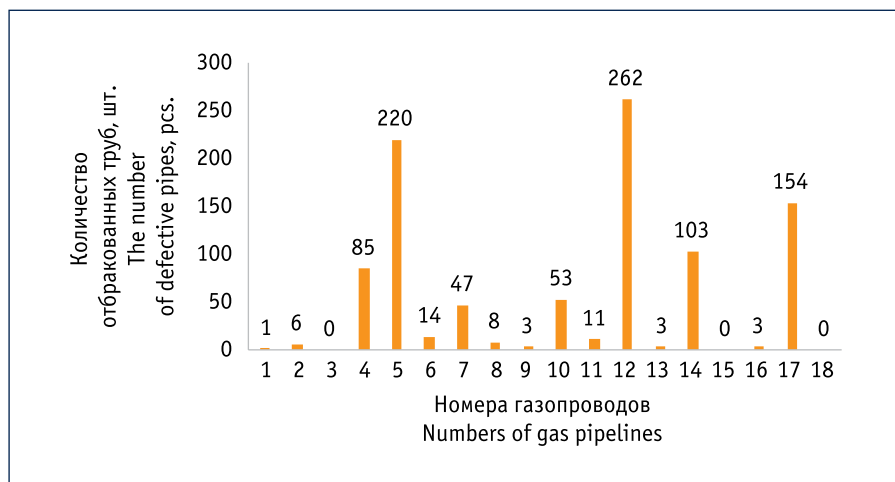


Рис. 3. Количество труб, подлежащих замене по данным внутритрубной дефектоскопии
 Fig. 3. The number of pipes to be replaced basing on in-line defectoscopy data

В целом анализ технического состояния участков газопроводов перед их выводом в капитальный ремонт показывает, что участки, вероятнее всего, запланированы к выводу в ремонт исходя из наличия зон высокой коррозионной опасности, с коррозионной активностью грунта, зон блуждающих токов и других факторов, в том числе способствующих образованию и росту стресс-коррозионных дефектов, не имеющих ничего общего с фактическим техническим состоянием газопроводов, однако учитываемых в документах, регламентирующих формирование программ капитального ремонта.

Для примера на рис. 2 представлено графическое отображение коррозионного состояния двух участков газопроводов со стресс-коррозионными трещинами, выведенных в капитальный ремонт в соответствии со стандартом [1]. Всего таких участков пять (на газопроводах № 9, 11, 21, 28, 30). Очевидно, что участки газопроводов с таким уровнем поврежденности выведены в капитальный ремонт совершенно обоснованно.

Детализация по остальным пяти участкам (на газопроводах № 16, 18–20, 27), подверженным коррозионному растрескиванию под напряжением, показывает, что на данных участках необходимо на 1 км трассы заменить, соответственно, 8; 24; 4; 10 и 24 % труб. Следовательно, участки газопроводов № 18, 20 и 27 должны быть выведены в капитальный ремонт, так как для восстановления их работоспособного состояния необходимо использовать метод ремонта с заменой 10 и более процентов труб.

На диаграмме, представленной на рис. 3, отражено количество труб, которое необходимо было бы заменить по данным ВТД в соответствии со стандартом [2] на участках газопроводов с показателем технического состояния, не удовлетворяющим условию вывода в ремонт. Количество таких труб невелико за исключением четырех участков газопроводов № 5, 18, 20 и 27, на которых количество отбракованных по условиям прочности труб составляет 220, 262, 103 и 154 шт. соответственно. На трех из них при ВТД были обнаружены стресс-коррозионные трещины. При общем числе отбракованных труб 739 на 1 км трассы

Таблица 2. Виды и количество выявленных дефектов

Table 2. The types and number of defects identified

Вид дефекта Type of a defect	Количество дефектов, шт. Number of defects, pcs.	Количество труб с дефектом данного вида Number of defects of the given type	
		шт. pcs.	%
Коррозия Corrosion	542	283	55,4
Вмятина Nick	14	14	1,4
Коррозионное растрескивание под напряжением Stress corrosion cracking	180	122	18,2
Механическое повреждение Mechanical failure	245	173	25
Итого Total	981	395	100

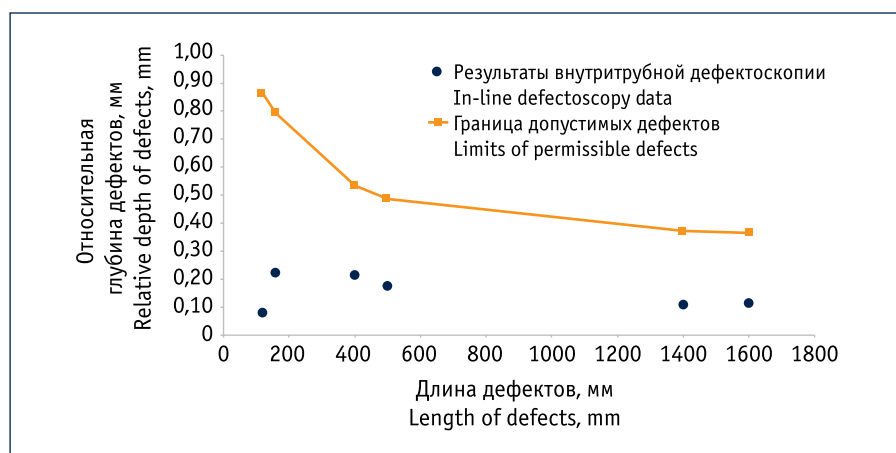


Рис. 4. Коррозионное состояние труб с толщиной стенки 18,7 мм, отбракованных при капитальном ремонте

Fig. 4. Corrosive conditions of pipes with 18.7 mm thickness of walls rejected during major repairs

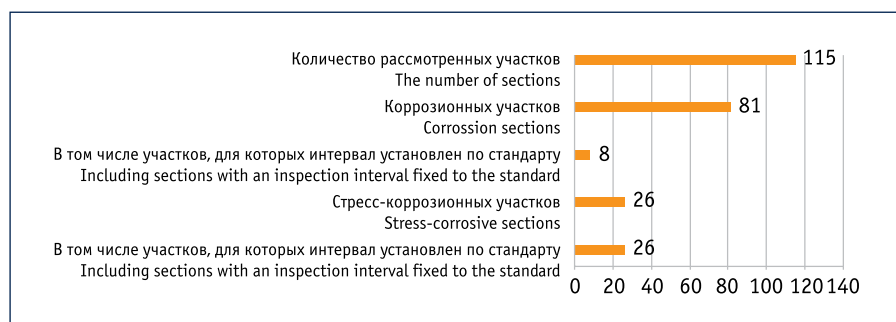


Рис. 5. Данные о количестве участков, для которых временной интервал между обследованиями методом внутритрубной дефектоскопии может быть установлен в соответствии со стандартами ПАО «Газпром»

Fig. 5. Information on the number of sections for which an inspection interval by in-line defectoscopy can be fixed according to Gazprom PJSC standards

потребуется заменить девять труб (почти 10%). В таком случае Прейскурант стоимости работ по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов DN 530–1420 в ценах на

01.07.2011 г. предусматривает метод ремонта с заменой 10% труб. Этот факт свидетельствует о том, что в нормативной документации по планированию капитального ремонта газопроводов

необходимо учитывать не только техническое состояние, обусловленное наличием дефектов и напряжений, но и экономический аспект, связанный с трудоемкостью выборочного ремонта, т. е. его объемами.

РОЛЬ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

В ходе анализа реальных затрат, проведенного в рамках данного исследования, установлено, что расходы на замену труб в рамках проведенного капитального ремонта согласно Прейскуранту стоимости работ по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов DN 530–1420 в ценах на 01.07.2011 г. составили 31,64 млрд руб., а в ценах 2017 г. – 39,87 млрд руб. В то же время затраты на восстановление работоспособного состояния участков газопроводов по результатам анализа данных ВТД, включающие расходы на капитальный ремонт 12 участков газопроводов методом переизоляции и на выборочный ремонт 18 участков, составили бы 14,47 млрд руб., или 18,24 млрд руб. в ценах 2017 г. Из этого следует, что при восстановлении работоспособного состояния участков газопроводов при выборе способа ремонта в соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром» затраты по сравнению с расходами на капитальный ремонт были бы меньше в 2,2 раза с фактической разницей в 21,6 млрд руб.

Таким образом, следование нормативной документации ПАО «Газпром» позволило бы практически после капитального ремонта полностью восстановить работоспособность наиболее поврежденных участков, особенно расположенных в зоне геодинамических воздействий, а газотранспортная система за счет выборочного ремонта была бы постепенно подготовлена к проведению капитального ремонта с заменой не более 10% труб.

ОТБРАКОВКА ТРУБ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Одной из важнейших составляющих капитального ремонта является отбраковка труб, так как по ее результатам

определяется количество труб для повторного применения, что отражается на качестве и стоимости ремонта. В табл. 2 приведены данные по видам и количеству дефектов, выявленных в ходе отбраковки труб. Всего на участке было обследовано 465 труб, из них на 395 трубах выявлен 981 дефект. Выявленные дефекты классифицируются по стандарту [2] как дефекты коррозии, вмятины и гофры, стресс-коррозионные трещины, забоины, царапины и задиры. Из данных табл. 2 следует, что в количественном отношении преобладают дефекты коррозии. Наибольшую часть общего количества коррозионных дефектов, или 52,2 % (283 шт.), составляют дефекты глубиной 10–20 % толщины стенки. Дефекты глубиной до 10 % толщины стенки составили 36 % (195 шт.), глубиной более 20 % толщины стенки – 11,8 % (64 шт.).

На рис. 4 представлено коррозионное состояние труб с толщиной стенки 18,7 мм, отбракованных в ходе капитального ремонта. Как видно из рисунка, на этом участке газопровода допущена перебраковка труб, отразившаяся на стоимости ремонта.

Для устранения недостатков, допускаемых при капитальном ремонте и его планировании, авторы данной статьи считают целесообразным организовать на базе ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти

и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» с привлечением разработчиков стандартов обучение по стандартам ПАО «Газпром» и проверку знаний персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт газопроводов.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБСЛЕДОВАНИЯ СРЕДСТВАМИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ

В основу концепции ремонта по техническому состоянию заложено проведение периодических обследований. Для участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, периодичность обследования средствами ВТД в соответствии со стандартом [3] составляет два года. Однако на примере выборки данных ВТД одного газотранспортного общества за 10 лет установлено, что для коррозионных участков в 90 % случаев применить стандарт [4], предназначенный для установления периодичности обследований, невозможно из-за малой информативности [4] исходных данных, полученных при ВТД (рис. 5). Для устранения этого недостатка была разработана методика, основанная на общепринятой международной норме [5], рекомендующей за время наработки объекта до отказа провести не менее двух обследований. Особенность методики заключается в том, что объемы

выборочного ремонта увязаны с интервалом проведения обследований. Для этого по результатам корреляционного анализа выявляется зависимость между наработкой до отказа и относительной глубиной гипотетических дефектов, расположенных на граничной кривой, разделяющей дефекты на допустимые и недопустимые. Из этой зависимости определяется относительная глубина дефектов, при превышении которой дефект должен быть устранен. Если объем ремонта будет значительным, можно скорректировать интервал между обследованиями ВТД и объемы ремонта.

ВЫВОДЫ

Для повышения качества анализа технического состояния в целях принятия решения о целесообразности вывода участков в ремонт, определения приоритетности ремонта участков, а также выборе оптимального метода ремонта участков газопроводов необходимо усовершенствовать нормативную базу, которая позволит учесть техническое состояние газопроводов с количественной оценкой допустимых и недопустимых дефектов и оптимизировать объемы ремонта. Также следует гармонизировать стандарты, регламентирующие интервал между обследованиями газопроводов средствами ВТД, в соответствии с международными нормами.

Литература:

1. СТО Газпром 2-2.3-292–2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции [Электронный источник]. Режим доступа: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7862> (дата обращения: 29.11.2018).
2. Р Газпром 2-2.3-595–2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» [Электронный источник]. Режим доступа: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7810> (дата обращения: 29.11.2018).
3. СТО Газпром 2-3.5-454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (дата обращения: 29.11.2018).
4. СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54349/> (дата обращения: 29.11.2018).
5. Коллинз Дж. Повреждение материалов в конструкциях: анализ, предсказание, предотвращение / Пер. с англ. М.: Мир, 1984. 624 с.

References:

1. Industry Standard (STO) Gazprom 2-2.3-292–2009. Rules for Assessment of Gas Mains Operating Conditions based on In-Line Diagnostics [Electronic source]. Access mode: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7862> (access date – November 29, 2018). (In Russian)
2. Rules (R) Gazprom 2-2.3-595–2011. Instructions on Selection of a Repair Procedure for Defective Sections in the Linear Part of Gas Mains of the Gazprom OJSC Uniform Gas Supply System [Electronic source]. Access mode: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7810> (access date – November 29, 2018). (In Russian)
3. Industry Standard (STO) Gazprom 2-3.5-454–2010. Operating Instructions for Gas Mains [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (access date – November 29, 2018). (In Russian)
4. Industry Standard (STO) Gazprom 2-2.3-095–2007. The Diagnostic Study Workbook for the Linear Part of Gas Mains [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54349/> (access date – November 29, 2018). (In Russian)
5. Collins J.A. Failure of Materials in Mechanical Design. Analysis, Prediction, Prevention. The Ohio State University, John Wiley & Sons, 1981, 624 p.