

ВЛИЯНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПУТЕМ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА ИЗМЕНЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ УЧАСТКОВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРЕТЕРПЕВШИХ ДЛИТЕЛЬНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ

INFLUENCE OF REPAIR WORKS THROUGH THERMAL TREATMENT ON CHANGE OF CORROSION RESISTANCE OF WELDED CONNECTIONS SECTIONS OF LONG OPERATION MAIN PIPELINES

А.С. Снарский¹, А.Н. Янушонок², А.П. Андриевский²

Andrey S. Snarskiy¹, Alexander N. Yanushonok²,
Alexander P. Andrievsky²

¹ Белорусский национальный технический университет, 220013, г. Минск, Республика Беларусь
E-mail: snarskibntu@gmail.com

¹ Belarusian National Technical University, 220013, Minsk, Republic of Belarus
E-mail: snarskibntu@gmail.com

² Полоцкий государственный университет, 211440, г. Новополоцк, Республика Беларусь
E-mail: alex_mil@bk.ru
E-mail: byaland@gmail.com

² Polotsk State University, 211440, Novopolotsk, Republic of Belarus

E-mail: alex_mil@bk.ru
E-mail: byaland@gmail.com

Резюме: Основной причиной аварий длительно эксплуатируемых в Республике Беларусь магистральных трубопроводов является отказ кольцевых сварных соединений вследствие развития в них уже имеющихся и зарождения новых дефектов, приводящих к разрыву трубопровода или образованию коррозионного свища. Восстановления вязкопластичных свойств металла сварных соединений возможно за счет проведения ремонтных работ методом термической обработки. В то же время отсутствуют исследования о влиянии данного метода на коррозионную стойкость сварных соединений. В статье приведены данные о влиянии термической обработки на коррозионную стойкость участков кольцевого сварного соединения магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию.

Abstract: The main cause of accidents of long-term trunk pipelines operating in the Republic of Belarus is the failure of ring welded joints. The main cause of failure is the development of existing defects and the generation of new defects, leading to rupture of the pipeline or the formation of a corrosion fistula. The restoration of the viscous plastic properties of the metal of welded joints is possible due to the repair work using the heat treatment method. There are no researches on the effect of this method on the corrosion resistance of welded joints. The article presents data on the effect of heat treatment on the corrosion resistance of sections of the annular welded joint of trunk pipelines that have undergone long-term operation.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, способ ремонта, сварное соединение, коррозионная стойкость.

Keywords: oil and gas pipelines, method of repairing, welded joint, corrosion resistance.

Для цитирования: Снарский А.С., Янушонок А.Н., Андриевский А.П. Влияние ремонтных работ путем термической обработки на изменение коррозионной стойкости участков сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 1. С. 19–22.

For citation: Snarskiy A.S., Yanushonok A.N., Andrievskiy A.P. INFLUENCE OF REPAIR WORKS THROUGH THERMAL TREATMENT ON CHANGE OF CORROSION RESISTANCE OF WELDED CONNECTIONS SECTIONS OF LONG OPERATION MAIN PIPELINES. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons. 2020, no. 1, pp. 19–22.

DOI:10.24411/0131-4270-2020-10104

DOI:10.24411/0131-4270-2020-10104

Срок эксплуатации большей части магистральных трубопроводов Республики Беларусь превышает нормативный и составляет 40–50 и более лет. Таким образом, срок их эксплуатации приближается к тому моменту, когда значительно возрастает интенсивность отказов и аварий, так как по мере увеличения возраста трубопроводов усиливается тенденция к снижению их надежности и, следовательно, повышению вероятности возникновения аварий [1].

Рассмотрим причины произошедших аварий на линейной части магистральных трубопроводов Республики Беларусь за последние 25 лет, исключив аварии, произошедшие вследствие внешних воздействий на трубопровод (несанкционированная врезка, несоблюдение мер безопасности

при производстве ремонтных или строительных работ). За последние 25 лет (данные по эксплуатируемым магистральным нефтепродуктопроводам Беларуси представлены только за 15 лет) произошло 12 аварий, которые представлены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, две трети аварий обусловлены развитием дефектов сварных соединений, приводящих к разрыву трубопровода или образованию коррозионного свища. При этом после длительной эксплуатации аварии происходят преимущественно вследствие отказа кольцевых, а не продольных соединений как было на более ранних этапах эксплуатации. Так, например, 80% всех эксплуатационных отказов, приведших к аварии на магистральных

нефтепроводах ОАО «Гомельтранснефть «Дружба», до 2004 года были связаны с разрушением труб преимущественно по продольным сварным соединениям на концах труб [2].

Увеличение количества отказов вследствие коррозионных повреждений сварных соединений обусловлено их более низкой коррозионной стойкостью по сравнению с основным металлом. Это подтверждается исследованиями дефектов и продуктов коррозии фрагментов труб длительно эксплуатируемого магистрального нефтепровода, принадлежащего ОАО «Гомельтранснефть «Дружба». Толщина пленки окислов в различных зонах поверхности трубы изменяется в широких пределах – в областях сварных соединений она находится в диапазоне 30–350 мкм, в зонах термического влияния 20–300 мкм, основного металла трубы 5–120 мкм. Наибольшее коррозионное повреждение наблюдается в местах дефектов [3].

Другой важный фактор отказов сварных соединений связан с образованием и развитием уже имеющихся дефектов, в том числе вследствие процессов старения, наиболее интенсивно протекающих в подобных структурно-неоднородных областях [4]. Наиболее характерным проявлением процессов старения является снижение ударной вязкости металла, что ведет к росту вероятности возникновения и развития трещин [5]. Ударная вязкость снижается за 30–50 лет эксплуатации в 3–5 и более раз, и ее значения могут оказаться ниже уровня, установленного действующими техническими нормативными правовыми актами.

Выполнение ремонтных работ по восстановлению ударной вязкости сварных соединений может производиться во время проведения капитального ремонта магистрального трубопровода с заменой изоляции. Одним из наиболее простых методов восстановления ударной вязкости является проведение специальной термической обработки [6]. В то же время при высокотемпературном воздействии происходит изменение прочностных характеристик и микроструктуры участков сварного соединения, что может привести к изменению сопротивления сварного соединения коррозионным процессам. Следовательно, встает задача определения влияния проведения ремонтных работ методом термической обработки на коррозионную стойкость сварных соединений магистральных трубопроводов, проработавших длительное время.

Методика определения коррозионной стойкости участков сварных соединений магистральных трубопроводов

С целью определения влияния термической обработки по предложенному режиму [6] на коррозионную стойкость различных участков сварного соединения длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов в условиях Республики Беларусь проведены коррозионные исследования на образцах из магистрального нефтепродуктопровода Участок № 42 (Стальной Конь – Запад) УП Запад-Транснефтепродукт. Для определения склонности к коррозии кольцевых сварных соединений труб, подвергшихся эксплуатации в течение 44 лет, диаметром 530 мм и изготовленных из низколегированных сталей 09ГС, 10Г2С1 и 17ГС вырезались непосредственно сам сварной шов, околшовая зона (зона термического влияния) и участок основного металла трубы с последующим удалением зоны нагрева,

Таблица 1

Причины аварий на линейной части магистральных трубопроводов Республики Беларусь

Характер/причина разрушения
1. Частичная разгерметизация корпуса задвижки
2. Дефект сварного соединения
3. Группа свищей по кольцевому шву
4. Группа свищей по кольцевому шву
5. Разрыв кольцевого сварного шва из-за непровара корня
6. Смещение кромок свариваемых деталей
7. Коррозионный свищ до 1 мм
8. Непровар в корне сварного шва
9. Внутреннее расслоение длиной 1034 мм и шириной 85 мм
10. Поперечная трещина и разрыв стенки трубопровода в связи с укладкой трубопровода без запроектированных кривых вставок.
11. Наличие дефекта в кольцевом шве трубопровода, на развитие которого повлияли коррозионные процессы и срок эксплуатации трубопровода (40 лет)
12. Раскрытие дефектного участка по заваренной ранее (29 лет назад) в процессе ремонта трещине на продольном сварном соединении

Рис. 1. Образец для испытаний на коррозионную стойкость



образовавшейся при резке. В результате были изготовлены образцы (рис. 1) с длиной по окружности трубопровода 175 мм и шириной 10 мм. Толщина образца определялась толщиной стенки трубопровода, несколько уменьшенной за счет удаления слоя, подвергшегося коррозии за время эксплуатации. Таким образом, площадь поверхности при коррозионных испытаниях соответствовала требованиям ГОСТ 9.908 «Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости». Половина изготовленных образцов подверглась термической обработке.

Для определения скорости коррозии был выбран упрощенный метод проведения испытания, при котором образцы погружались в коррозионную среду в открытом сосуде, в котором выдерживались при комнатной температуре без перемешивания. В отличие от работы [7] в качестве коррозионной среды использовалось дизельное топливо, а не дистиллированная вода, что позволило более полно смоделировать условия внутренней коррозии в магистральном нефтепродуктопроводе.

Перед проведением экспериментальных исследований образцы обезжиривались спиртом, а продукты коррозии удалялись химическим методом очистки (10% раствор серной кислоты + 0,5% тиомочевины в течение 10 минут) в соответствии с ГОСТ 9.907-83 «Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний». Далее образцы погружались в дизельное топливо и выдерживались при комнатной температуре без перемешивания в

Таблица 2

Значения скорости коррозии участков сварного соединения магистральных трубопроводов

Продолжительность испытаний, сут.			4	8	16	32
№ образца	Участок соединения	Состояние образца	Скорость коррозии, кг/м ² год			
1	Сварной шов	Не обработан	357,066	356,384	355,924	353,875
		После обработки	344,106	342,289	340,343	338,659
	ЗТВ	Не обработан	366,021	363,992	364,247	362,189
		После обработки	346,221	346,225	345,588	344,764
	Основной металл	Не обработан	344,360	344,105	343,850	341,882
		После обработки	337,745	337,239	336,728	333,993
2	Сварной шов	Не обработан	358,500	357,011	357,634	354,605
		После обработки	342,289	342,791	342,309	339,312
	ЗТВ	Не обработан	366,557	365,08	364,703	359,914
		После обработки	348,236	348,225	345,126	343,471
	Основной металл	Не обработан	343,661	344,409	343,033	341,679
		После обработки	337,596	337,084	335,816	335,077
3	Сварной шов	Не обработан	356,742	356,742	355,520	354,467
		После обработки	343,478	342,430	342,256	341,558
	ЗТВ	Не обработан	368,841	367,254	365,057	364,116
		После обработки	347,422	347,448	346,640	346,110
	Основной металл	Не обработан	346,695	345,984	346,219	344,421
		После обработки	342,008	341,313	341,315	339,265

связи с тем, что непосредственно указывает количество металла, разрушенного коррозией.

Обработка и обсуждение результатов эксперимента

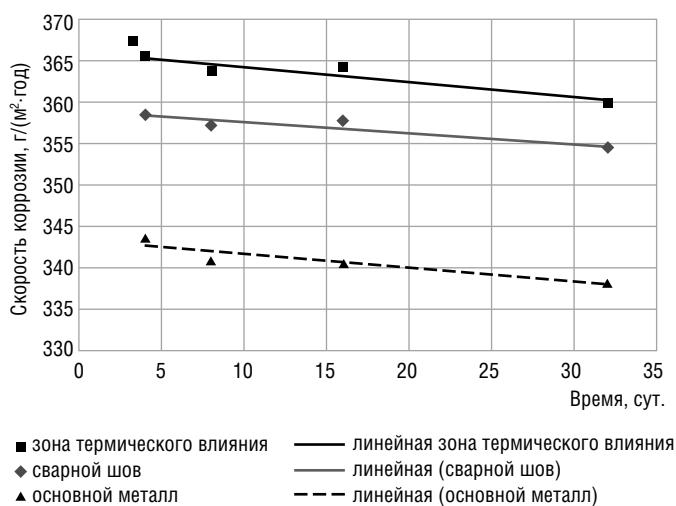
Обработка результатов эксперимента проводилась по следующему алгоритму: по данным измерений массы образцов производилась интегральная оценка скорости коррозии, затем производилась обработка результатов эксперимента с целью определения достоверности полученной модели и количественных параметров регрессии.

Интегральная оценка скорости коррозии определялась как среднее арифметическое значение, полученное на трех образцах. Результаты испытаний представлены в табл. 2.

Если проанализировать представленные данные, можно сделать следующие выводы:

- Скорость коррозии в рассмотренном интервале уменьшается на всех участках сварного соединения с течением времени как для образцов в исходном состоянии, так и для образцов, подвергшихся термической обработке, имитирующей ремонтные воздействия.

Рис. 2. Изменение скорости коррозии сварного соединения трубопровода



соответствии с рекомендациями ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний» в продолжение 4, 8, 16 и 32 суток, что позволило оценить изменение скорости коррозии с течением времени. По окончании каждого этапа испытаний образцы с целью удаления продуктов коррозии промывались в дистиллированной воде и снова подвергались химической обработке, после чего взвешивались на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. Метод измерения массы при проведении коррозионных испытаний выбран в

действия. Это может быть объяснено образованием на поверхности образцов окисной пленки, ограничивающей доступ коррозионной среды к испытываемому материалу.

- Использование ремонтных воздействий путем термической обработки приводит к снижению скорости коррозии на всех участках сварного соединения. При этом изменение скорости коррозии для разных участков сварного соединения отличается. Наиболее существенное снижение наблюдается для зоны термического влияния, менее значительное – для сварного шва и наименее заметное – для основного металла трубопровода. Это коррелирует с изменениями в микроструктуре сварного соединения, где также наиболее заметные изменения в результате термической обработки наблюдаются в зоне термического влияния (ЗТВ) (видманштеттова структура) и зоне столбчатых кристаллов в облицовочном шве. Данная тенденция может быть объяснена относительной гомогенизацией микроструктуры и снятием остаточных напряжений.

- С увеличением содержания углерода в трубном материале скорость коррозии несколько возрастает.

В результате проведенного регрессионного анализа построены линии тренда и выявлено, что функция изменения скорости коррозии на наблюдаемом этапе исследований может быть с достаточно высокой точностью описана линейным уравнением вида $y=ax+b$ (модуль коэффициента корреляции находится в диапазоне от 0,87 до 0,98). Типичный график изменения скорости коррозии участков сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию, представлен на рис. 2.

Заключение

Использование для производства ремонтных работ термической обработки приводит не только к восстановлению вязкопластичных свойств сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию,

но и к снижению скорости коррозии в среднем на 4%. Повышение коррозионной стойкости наблюдается на всех участках сварного соединения, что может быть объяснено относительной гомогенизацией микроструктуры и снятием остаточных напряжений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 310 с.
2. Бордовский А.М., Воробьев В.В., Сосновский Л.А. Прочностная надежность линейной части нефтепровода. Гомель: Трибофатика, 2004. 114 с.
3. Костюченко А.А. Воробьев В.В. Механизмы реализации коррозионных процессов на магистральных нефтепроводах // Мат. V межд. науч.-техн. конф. «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». Новополоцк: УО ПГУ, 2006. С. 60–61.
4. А.Г. Гумеров и др. Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1995. 218 с.
5. Нохрин, А.В., Чувильдеев А.В. Старение сталей труб магистральных газопроводов // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского, 2010. № 5 (2). С. 171–180.
6. Патент Республика Беларусь № 18468 С1 ВУ, МПК С21D 9/50, С21D 9/14, В23Р 6/00 Способ восстановления ударной вязкости кольцевого сварного соединения магистрального трубопровода / Снарский А.С., Янушонок А.Н. Опубл.: 30.08.2014. Бюл. № 4.
7. Янушонок А.Н., Снарский А.С. Изменение коррозионной стойкости участков сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию, под влиянием высокотемпературного отпуска // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. F, Строительство. Прикладные науки, 2010. № 6. С. 95–102.

REFERENCES

1. Gumerov A.G., Gumerov R.S., Gumerov K.M. *Bezopasnost' dlitel'no ekspluatiruyemykh magistral'nykh nefteprovodov* [Safety of long-term operated oil trunk pipelines]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2003. 310 p.
2. Bordovskiy A.M., Vorob'yev V.V., Sosnovskiy L.A. *Prochnostnaya nadezhnost' lineynoy chasti nefteprovoda* [Strength reliability of the linear part of the pipeline]. Gomel, Tribofatika Publ., 2004. 114 p.
3. Kostyuchenko A.A. Vorob'yev V.V. Mekhanizmy realizatsii korrozionnykh protsessov na magistral'nykh nefteprovodakh [Mechanisms for the implementation of corrosion processes in oil pipelines]. *Trudy V mezhd. nauch.-tekhn. konf. «Nadezhnost' i bezopasnost' magistral'nogo truboprovodnogo transporta»* [Proc. of V int. scientific and technical conf. "Reliability and safety of trunk pipeline transport"]. Novopolotsk, 2006, pp. 60–61.
4. Gumerov A.G. *Stareniye trub nefteprovodov* [Aging of oil pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 218 p.
5. Nokhrin, A.V., Chuvil'deyev A.V. Aging of pipes steel of gas pipelines. *Vestnik Nizhegorodskogo universiteta im. N.I. Lobachevskogo*, 2010, no. 5 (2), pp. 171–180 (In Russian).
6. Snarskiy A.S., Yanushonok A.N. *Sposob vosstanovleniya udarnoy vyazkosti kol'tsevogo svarnogo soyedineniya magistral'nogo truboprovoda* [Method for restoring the toughness of a ring welded joint of a trunk pipeline]. Patent RB, no. 18468 S1 BY, 2014.
7. Yanushonok A.N., Snarskiy A.S. Changing the corrosion resistance of sections of welded joints of trunk pipelines that have undergone long-term operation under the influence of high-temperature tempering. *Vestnik Polotskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, no. 6, pp. 95–102 (In Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Снарский Андрей Станиславович, к.т.н., доцент, начальник центра развития инженерного образования и организации учебного процесса, Белорусский национальный технический университет.

Янушонок Александр Николаевич, ст. преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, Полоцкий государственный университет.

Андриевский Александр Петрович, ст. преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, Полоцкий государственный университет.

Andrey S. Snarskiy, Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Head of the Center for the Development of Engineering Education and the Organization of the Educational Process, Belarusian National Technical University.

Alexander N. Yanushonok, Senior Lecturer of the Department of Pipeline Transport and Hydraulics, Polotsk State University.

Alexander P. Andrievskiy, Senior Lecturer of the Department of Pipeline Transport and Hydraulics, Polotsk State University.