

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-150-157

УДК 621.643.411.4:621.78.019.84

**А.Н. Янушонок** (Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Республика Беларусь), **Р.Р. Даминов** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **А.С. Снарский** (Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Республика Беларусь), **А.П. Андриевский** (Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Республика Беларусь)

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

**Aleksandr N. Yanushonok** (Polotsk State University, Novopolotsk, Republic of Belarus), **Rustam R. Daminov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Andrey S. Snarski** (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus), **Aleksandr P. Andrievsky** (Polotsk State University, Novopolotsk, Republic of Belarus)

## INFLUENCE OF REPAIR ON THE BASIS OF THERMAL TREATMENT ON CORROSION RESISTANCE OF WELDED CONNECTIONS SECTIONS OF LONG-TERM MAIN PIPELINES

### Введение

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. Восстановление вязко-пластичных 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.

### Background

The main cause of accidents of long-term operation main pipelines operating in the Republic of Belarus is the failure of ring welded joints due to the development of existing ones and the generation of new defects that lead to pipeline rupture or the formation of a corrosion fistula. The restoration of the visco-plastic properties of the welded metal is possible due to the repair work using the heat treatment method. At the same time, there are no studies on the effect of this method on the corrosion resistance of welded joints.

### Цели и задачи

Определить влияние термической обработки на коррозионную стойкость участков кольцевого сварного соединения магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию.

### Методы

Коррозионные исследования проведены в соответствии с рекомендациями ГОСТ 9.908 «Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости», ГОСТ 9.907-83 «Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний», ГОСТ 9.905-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования».

### Результаты

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.

### Aims and Objectives

To determine the effect of heat treatment on the corrosion resistance of sections of the ring welded joint of long-term operation main pipelines.

### Methods

Corrosion studies were carried in accordance with the recommendations of State Standard 9.908 «Unified system of corrosion and ageing protection. Metals and alloys. Methods for determination of corrosion and corrosion resistance indices», State Standard 9.907-83 «Unified system of corrosion and ageing protection. Metals, alloys, metallic coatings. Methods for removal of corrosion products after corrosion tests», State Standard 9.905-82 «Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion test methods. General requirements».

### Results

The use of heat treatment for repair work leads not only to the restoration of the viscoplastic properties of the welded joints of the long-term operation main pipelines, but also to a decrease in the corrosion rate by an average of 4 %. An increase in corrosion resistance is observed in all areas of the welded joint, which can be explained by the relative homogenization of the microstructure and the removal of residual stresses.

---

**Ключевые слова:** магистральный трубопровод; способ ремонта; сварное соединение; коррозионная стойкость

**Key words:** trunk pipeline; repair method; welded joint; corrosion resistance

---

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы, эксплуатируемые в настоящее время в Республике Беларусь, сооружались в 60-70-е годы XX века как часть общей системы СССР. Срок эксплуатации большей части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, за исключением некоторых участков, где произведена полная замена труб во время проведения капитального ремонта, превышает нормативный и составляет 40-50 лет. Магистральные газопроводы, находящиеся на территории Беларуси, имеют в

среднем меньший срок эксплуатации. По данным отдела эксплуатации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», на январь 2019 года 37,4 % магистральных газопроводов эксплуатируются свыше 30 лет, еще 24,6 % приближаются к этому сроку эксплуатации, а доля новых газопроводов со сроком эксплуатации менее 10 лет составляет всего 6 %. Срок эксплуатации некоторых газопроводов также превышает 50 лет. Таким образом, срок эксплуатации многих магистральных трубопроводов приближается к тому моменту, когда

значительно возрастает интенсивность отказов и аварий, т.к. по мере увеличения возраста трубопроводов усиливается тенденция к снижению их надёжности и, следовательно, повышению вероятности возникновения аварии [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 таблице 1.

**Таблица 1.** Причины аварий на линейной части магистральных трубопроводов Республики Беларусь

№ п/п	Характер/причина разрушения
1	Частичная разгерметизация корпуса задвижки
2	Дефект сварного соединения
3	Группа свищей по кольцевому шву
4	Разрыв кольцевого сварного шва из-за непровара корня
5	Смещение кромок свариваемых деталей
6	Коррозионный свищ до 1 мм
7	Непровар в корне сварного шва
8	Внутреннее расслоение длиной 1034 мм и шириной 85 мм
9	Поперечная трещина и разрыв стенки трубопровода в связи с укладкой трубопровода без запроектированных кривых вставок
10	Наличие дефекта в кольцевом шве трубопровода, на развитие которого повлияли коррозионные процессы и срок эксплуатации трубопровода (40 лет)
11	Раскрытие дефектного участка по заваренной ранее (29 лет назад) в процессе ремонта трещине на продольном сварном соединении

Как видно из таблицы 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 было связано с разрушением труб преимущественно по продольным сварным соединениям на концах труб [2, с. 74].

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, которые наиболее интенсивно протекают в подобных структурно-неоднородных областях [4, с. 212].

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 полевых условиях данные работы могут производиться с помощью гибких индукционных подогревателей. В то же время при высокотемпературном воздействии происходит изменение прочностных характеристик и микроструктуры как непосредственно самого сварного шва, так и зоны термического влияния (ЗТВ), что, в свою очередь, оказывает влияние на сопротивление 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») ЧУП «Запад-Транснефтепродукт». Для определения склонности к коррозии по-

перечных сварных соединений труб, подвергшихся эксплуатации в течение 44 лет, диаметром 530 мм и изготовленных из низколегированных сталей 09ГС, 10Г2С1 и 17ГС при помощи шлифмашинки вырезались непосредственно сам сварной шов, околошовная зона (зона термического влияния) и участок основного металла трубы. Последующая механическая обработка на фрезерном станке и шлифовка наждачной бумагой с мелким зерном позволили удалить зону нагрева, образовавшуюся при резке, и получить образцы (рисунок 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. Так как полноценное моделирование условий протекания коррозионных процессов в магистральных трубопроводах затруднено ввиду разнообразия свойств почвенного электролита при моделировании внешней коррозии и сложности повторения соответствующих условий для определения внутренней, был выбран упрощенный метод испытания. Перед проведением экспериментальных исследований образцы обезжиривались спиртом, а продукты коррозии удалялись химическим методом очистки (10 %-ый раствор серной кислоты + 0,5 % тиомочевины в течение 10 мин) в соответствии с ГОСТ 9.907-83 «Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний».



Рисунок 1. Образец для испытаний на коррозионную стойкость

Далее образцы полностью погружались в дизельное топливо в открытом сосуде, в котором выдерживались при комнатной температуре без перемешивания, в соответствии с рекомендациями ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний», 4, 8, 16 и 32 сут, 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 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 определения количественных параметров регрессии.

Интегральная оценка скорости коррозии определялась как среднее арифметическое значение, полученное на трех образцах.

Результаты испытаний представлены в таблице 2.

**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 <sup>2</sup> 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	365,080	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

Проанализировав 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. Эта тенденция может быть объяснена образованием на поверхности образцов окисной пленки, которая ограничивала 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 (видманштеттова структура) и зоне столбчатых кристаллов в облицовочном шве. Данная тенденция может быть объяснена относительной гомогенизацией мик-

роструктуры 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 рисунке 2.

Для построения линии тренда и определения углового коэффициента и коэффициента смещения линии регрессии использовался метод наименьших квадратов.

Абсолютные (стандартное и среднеквадратическое отклонение) и относительные показатели (коэффициент вариации) вариации скорости коррозии малы. Экспериментальные значения исследуемой величины находятся в среднем в интервале  $\bar{x} \pm \sigma$ . Это свидетельствует о незначительном рассеивании значений скорости коррозии.

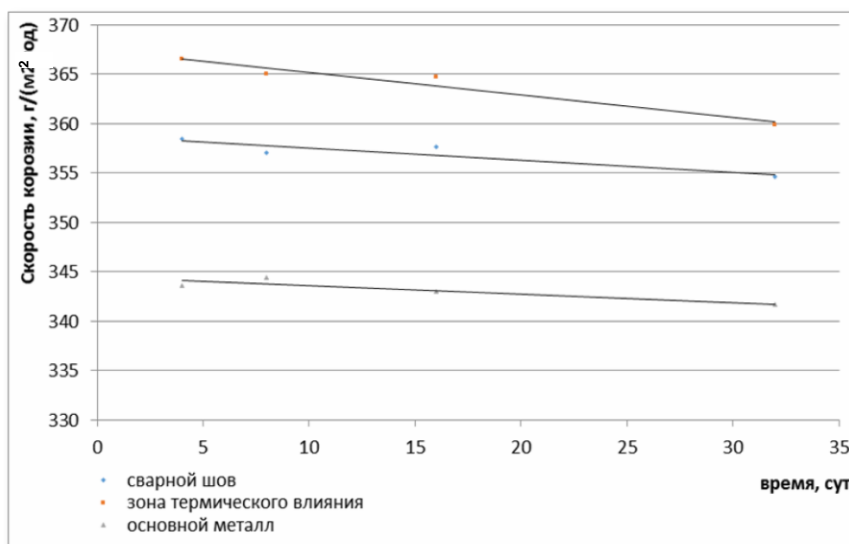


Рисунок 2. Изменение скорости коррозии сварного соединения трубопровода

## Вывод

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.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 310 с.
2. Бордовский А.М., Воробьев В.В., Сосновский Л.А. Прочностная надежность линейной части нефтепровода. Гомель: НПО Трибофатика, 2004. 114 с.
3. Костюченко А.А., Воробьев В.В. Механизмы реализации коррозионных процессов на магистральных нефтепроводах // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: матер. V Междунар. науч.-техн. конф. Новополоцк: УО «ПГУ», 2006. С. 60-61.
4. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1995. 218 с.
5. Нохрин А.В., Чувильдеев В.Н. Старение стальных труб магистральных газопроводов // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. 2010. № 5 (2). С. 171-180.
6. Патент S1 BY, МПК S 21 D 9/50, S 21 D 9/08, S 21 D 9/14, B 23 P 6/00. Способ восстановления ударной вязкости кольцевого соединения магистрального трубопровода / Снарский А.С., Янушонюк А.Н. № 18468; заявл. 13.02.2012; Опубл. 30.08.2014. Афицыйный бюлетень. Нацыянальнны центар "Электронны уласнаст". 2014. № 4. С. 119.

## References

1. Gumerov A.G., Gumerov R.S., Gumerov K.M. *Bezopasnost' dlitel'no ekspluatiruyemykh magistral'nykh nefteprovodov* [Safety of Long-Term Operation Main Pipelines]. Moscow, ООО «Nedra-Biznessentr» Publ., 2003. 310 p. [in Russian].
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', NPO TRIBOFATIKA, 2004. 114 p. [in Russian].
3. Kostyuchenko A.A., Vorob'yev V.V. *Mekhanizmy realizatsii korrozionnykh protsessov na magistral'nykh nefteprovodakh* [Mechanisms of Corrosion Processes Implementation in Oil Pipelines]. *Materialy V Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Nadezhnost' i bezopasnost' magistral'nogo truboprovodnogo transporta»* [Materials of V International scientific and technical conference «Reliability and Safety of Main Pipeline Transport»]. Novopolotsk, UO «PGU», 2006, pp. 60-61. [in Russian].
4. Gumerov A.G., Zaynullin R.S., Yamaleyev K.M., Roslyakov A.V. *Stareniye trub nefteprovodov* [Aging of Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 218 p. [in Russian].
5. Nokhrin A.V., Chuvil'deyev V.N. *Stareniye staley trub gazoprovodov* [Aging of Steel Pipes of Gas Pipelines]. *Vestnik Nizhegorodskogo universiteta im. N.I. Lobachevskogo - Bulletin of the Nizhny Novgorod University named for N.I. Lobachevsky*, 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 of Toughness Restoring of Trunk Pipeline Annular Connection]. Patent BY, 30.08.2014.

**Авторы**

• Янушонок Александр Николаевич, канд. физ.-мат. наук  
Полоцкий государственный университет  
Старший преподаватель кафедры  
трубопроводного транспорта и гидравлики  
Республика Беларусь, 211440, г. Новополоцк,  
ул. Блохина 29  
e-mail: alex\_mil@bk.ru

• Даминов Рустам Римович, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Старший преподаватель кафедры «Прикладные  
и естественнонаучные дисциплины»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: matsur@mail.ru

• Снарский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, доцент  
Белорусский национальный технический университет  
Начальник центра развития инженерного образования и организации учебного процесса  
Республика Беларусь, 220013, г. Минск, пр-т Независимости, 65  
e-mail: snarskibntu@gmail.com

• Андриевский Александр Петрович  
Полоцкий государственный университет  
Старший преподаватель кафедры  
трубопроводного транспорта и гидравлики  
Республика Беларусь, 211440, г. Новополоцк,  
ул. Блохина 29  
e-mail: byaland@gmail.com

**The Authors**

• Yanushonok Aleksandr N., Candidate of Physical and Mathematical Sciences  
Polotsk State University  
Senior Lecturer of Pipeline Transport and Hydraulics Department  
29, Blokhin str., Novopolotsk, 211440, Republic of Belarus  
e-mail: alex\_mil@bk.ru

• Daminov Rustam R., Candidate of Engineering Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Senior Lecturer of Applied and Natural Sciences Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation  
e-mail: matsur@mail.ru

• Snarski Andrey S., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor  
Belarusian National Technical University  
Head of Center for Engineering Education Development and Educational Process Organization  
65, Independence ave., Minsk, 220013, Republic of Belarus  
e-mail: snarskibntu@gmail.com

• Andrievsky Aleksandr P.  
Polotsk State University  
Senior Lecturer of Pipeline Transport and Hydraulics Department  
29, Blokhin str., Novopolotsk, 211440, Republic of Belarus  
e-mail: byaland@gmail.com