

УДК 620.191/193

ПОДПОВЕРХНОСТНАЯ КОРРОЗИЯ КАК ОСНОВНОЙ ДЕГРАДАЦИОННЫЙ ПРОЦЕСС ТРУБОПРОВОДНОЙ СТАЛИ 17ГС ПОСЛЕ 50 ЛЕТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

© 2021 г. Д. В. Жуков^{a, b, c}, К. К. Чаплыгин^b, С. В. Коновалов^{a, b, *},
Д. Чэнь^a, С. В. Воронин^b

^a*Nanjing University of Science and Technology,
Nanjing, 210094 China*

^b*Самарский национальный исследовательский университет им. академика С.П. Королева,
Самара, 443086 Россия*

^c*ООО “Газпром трансгаз Самара”, Самара, 443068 Россия*

**e-mail: ksv@ssau.ru*

Поступила в редакцию 12.01.2021 г.

После доработки 14.02.2021 г.

Принята к публикации 22.02.2021 г.

В работе исследована структура и проведена оценка физико-механических свойств стали марки 17ГС, вырезанной из участка магистрального газопровода, находившегося в эксплуатации более 50 лет под рабочим давлением 5.5 МПа. Труба эксплуатировалась в штатном режиме на прямолинейном участке с песчаной засыпкой. Выполнены металлографические исследования, включавшие оптическую и растровую электронную микроскопию для анализа изменений в кристаллической структуре металла. Проведены механические испытания на ударную вязкость и статическое растяжение с целью определения изменений физико-механических свойств. Выполнено сравнение полученных данных с состоянием поставки по сертификату производителя, современными действующими требованиями стандартов и отраслевыми требованиями для труб, подлежащих повторному применению. Выявлено, что значения основных механических свойств стали практически не изменились по сравнению с указанными в сертификате, структурных изменений в металле также не обнаружено. Основным деградационным процессом в рассматриваемом образце является подповерхностная коррозия незначительной глубины, не превышающей 100 мкм. Результаты исследований показывают, что при условиях возникновения в трубах максимальных напряжений, не превышающих предел макроупругости, развитие изменения структуры и изменение механических свойств, происходящие в течение 50 лет, незначительны.

Ключевые слова: подповерхностная коррозия, магистральный газопровод, длительная эксплуатация, электронно-растровая микроскопия, механические свойства, микропластичность.

DOI: 10.31857/S1028096021080197

ВВЕДЕНИЕ

Большая протяженность газопроводов и их высокая металлоемкость подразумевают значительную стоимость при строительстве и длительный срок окупаемости. Для сокращения производственных затрат эксплуатирующими организациями применяется как практика продления срока службы, так и практика повторного применения труб [1], вырезанных из заменяемых участков при проведении реконструкции или капитального ремонта. Такие трубы паспортизируются, подвергаются неразрушающему контролю, ремонтируются (при наличии ремонтпригодных дефектов) и повторно используются в составе га-

зопроводов III–IV категорий в соответствии с требованиями отраслевого стандарта СТО Газпром 2-2.3-1178-2019. Для определения возможности продления эксплуатации или вторичного использования труб в составе газопроводов и обеспечении такими газопроводами заданных сроков службы проводятся расширенные исследования, позволяющие определить характер и влияние протекающих в них деградационных процессов.

Проведенные исследования металла продолжительно эксплуатировавшихся газопроводов показывают, что изменения в механических свойствах происходят неравномерно во времени и

значительно зависят не только от срока эксплуатации, но и от внешних условий, внутреннего давления, марки материала, способа изготовления труб и других факторов. Основными деградационными факторами являются коррозия, стресс-коррозия, развитие производственных дефектов и старение материалов.

Причины развития стресс-коррозии в металле труб приведены в значительном количестве исследований [2–4], ведутся исследования по методам оценки параметров трещин [5] и возможности продолжения эксплуатации трубопроводов с такими повреждениями [6]. Стресс-коррозия и некоторые производственные дефекты [7] проявляются на поверхности объектов и могут быть обнаружены при периодическом контроле, в то время как процессы старения материалов протекают без видимых внешних повреждений. Основным фактором старения низкоуглеродистых сталей, приведенным в работах [8–12], является снижение ударной вязкости до 30% от начальных значений. Предел текучести и временное сопротивление изменяются незначительно. При этом отмечается значительное влияние внешней среды, марки стали и условий эксплуатации.

В цели данной работы входило получение обоснованных данных о физическом состоянии и свойствах металла, а также выявление действующих деградационных процессов, начинающиеся с наружной поверхности труб после длительной эксплуатации.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являлся фрагмент электросварной прямошовной стальной трубы из стали марки 17ГС класса прочности K5, имеющий диаметр 530 мм и толщину стенки 7.5 мм. Объект был вырезан из магистрального газопровода, работающего под внутренним избыточным давлением 5.5 МПа, после длительной эксплуатации, превышающей 50 лет, год начала эксплуатации 1968.

Образцы для испытаний вырезали из фрагмента трубы на токарно-фрезерных станках при медленных режимах резания для недопущения перегрева стали более 70°C.

Микрошлифы образцов исследовались методом световой оптической микроскопии (ОМ) с увеличением от $\times 50$ до $\times 500$ на бинокулярном оптическом металлографическом инвертированном микроскопе МЕТАМ ЛВ-31 (АО “ЛОМО”, Россия). Анализ микроструктуры образцов проводили методом растровой электронной микроскопии (РЭМ), элементный состав определяли методом

рентгеноспектрального микроанализа (РСМА). При этом использовали сканирующий электронный микроскоп TESCAN (Tescan, a.s., Чехия) с приставкой для рентгеноспектрального микроанализа с программным обеспечением VEGA. Рабочее увеличение составляло до $\times 300$.

Образцы для микроскопии длиной от 40 до 45 мм были вырезаны в продольном и поперечном направлениях, а также из участков с продольным и кольцевым сварными швами. Микрошлифы изготавливали с применением материалов Aka-Clear (Akasel A/S, Дания), шлифовали на металлографическом шлифовально-полировальном станке LS2 + LSA (Remet, Италия). Перед непосредственным осмотром проводилось травление шлифов в четырехпроцентном растворе азотной кислоты в спирте.

Испытания на статическое растяжение проводились на разрывной машине ИР5113-100 (ОАО “Точприбор”, Россия). Исследовали шесть образцов, вырезанных из тела труб по обе стороны кольцевого шва. Испытания проводили при температуре окружающей среды (21°C).

Для испытания на ударную вязкость по методу Шарпи с V-образным надрезом было изготовлено восемь образцов, размерами 55 \times 7 \times 10 мм. V-образные выемки глубиной 2 мм наносились механическим способом. Испытания проводились на маятниковом копре ИО 5003-0.3 с криокамерой ККМ-1М (ООО “ЗИП”, Россия) при температуре образцов –40°C.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Внешний осмотр, анализ условий эксплуатации

При первичном осмотре была отмечена хорошая адгезия изоляции к трубе. Использовалась характерная для времени укладки трубы битумная изоляция толщиной до 7–8 мм. Следы коррозии присутствовали в незначительном количестве и представляли собой редкие пятна рыжего цвета диаметром до 7 мм. Перед осмотром непосредственно поверхности металла образца была произведена механическая очистка от остатков изоляции и коррозионного налета медными проволочными щетками до характерного металлического блеска. При внешнем осмотре значительных коррозионных каверн и язв не обнаружено. Состояние металла свидетельствует об отсутствии факторов повреждения изоляционного покрытия и правильной организации электрохимической защиты на всем протяжении эксплуатации. Объект обследования был проложен на глубине от 0.8 до 1.1 м на прямолинейном участке газопровода с песчаной подушкой и засыпкой.

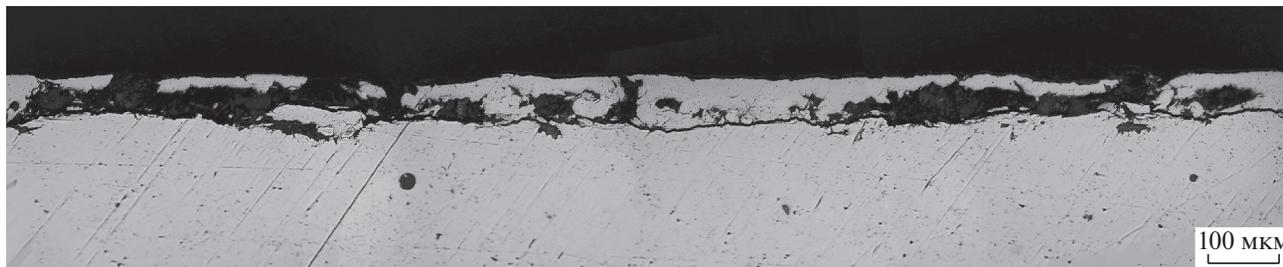


Рис. 1. OM-изображение поверхности металла трубы с внешней стороны до травления.

Случаев превышения рабочих параметров за весь период эксплуатации не зафиксировано.

Металлографический анализ

Микроструктурные исследования были выполнены как для основного металла трубы, так и на продольном и кольцевом сварных соединениях. Основной металл имеет характерную для доэвтектоидных сталей феррито-перлитную структуру без явно выраженной анизотропии проката. Внешним свидетельством старения и охрупчивания материала в соответствии с [8, 9] является уменьшение и перемещение перлитных колоний к границам зерен. При этом карбиды, выделяющиеся на границах зерен, приводят к снижению ударной вязкости. Отсутствие в рассматриваемых образцах скоплений перлитных колоний по границам зерен свидетельствует о слабых или практически отсутствующих микропластических деформациях, происходивших в рассматриваемом объекте, и низких действующих в металле напряжениях. Анализ условий эксплуатации подтверждает равномерность действующих нагрузок. Цикличность от изменения внутреннего давления от 0.0 до рабочих 5.5 МПа находилась в пределах от 2 до 8 в год, в среднем удерживаясь в пределах 4.0–5.0 МПа.

Продольный шов выполнен автоматической дуговой сваркой под флюсом. Относительно равномерная ферритоперлитная структура шва свидетельствует о последующей термообработке. Зона сплавления отличается от основного металла включениями зернистого перлита при преобладании пластинчатого. Околошовная зона имеет большее количество участков с перлитом по краям зерен, чем зона основного металла и зона сплавления.

Кольцевое сварное соединение выполнено ручной дуговой сваркой. Структура шва с явно выраженным зональным разделением. Зона сплавления феррито-перлитная с пластинчатым и зер-

нистым перлитом, при этом основная масса зерен перлита более узкая, чем всего металла в основном. Зона сплавления имеет явно выраженную видманштеттову структуру, характерную для участков перегрева.

Анализ микроструктуры шлифов не выявил явно выраженных деградационных процессов в структуре стали. Однако осмотр образцов показал наличие подповерхностной коррозии (рис. 1) с внешней стороны стенки трубы (практически на всем протяжении). Толщина слоя составила от 20 до 100 мкм. Такая коррозия практически не обнаруживается при внешнем осмотре, но выявляется с помощью оптической микроскопии. При значительном развитии такие повреждения могут накапливаться и приводить к вспучиванию и расслоению металла.

При осмотре поверхности внутренней стороны стенки трубы подповерхностной коррозии не зафиксировано. Отмечены незначительные, глубиной до 80 мкм, не протяженные поверхностные язвы без следов продолжающегося растрескивания. Отсутствие коррозионных повреждений с внутренней стороны обусловлено слабой коррозионной агрессивностью транспортируемого продукта (природного газа) и отсутствием прямого доступа и воздействия внешней окружающей среды. Кроме того, антикоррозионным свойством обладают также тяжелые фракции углеводородов, в небольшом количестве содержащиеся в транспортируемом газе и осаждающиеся на внутренней стороне стенки трубы.

Растровая электронная микроскопия

При исследованиях методами РЭМ и РСМА проведен анализ элементного состава зон подповерхностной коррозии тела трубы, выявленной при оптической микроскопии. Глубина распространения подповерхностной коррозии на рассматриваемом участке (рис. 2) составляет 20–50 мкм.

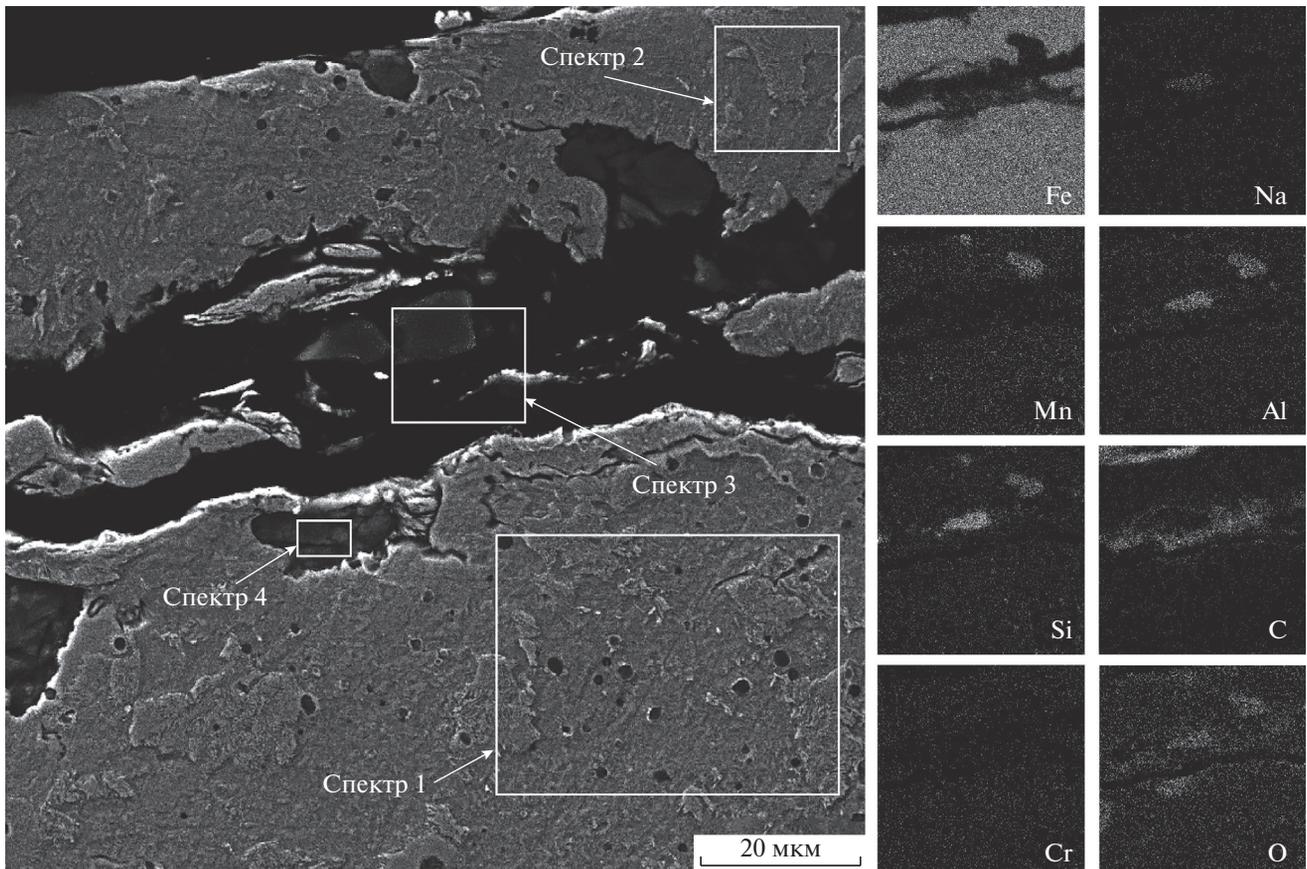


Рис. 2. РЭМ-изображение и результаты РСМА участка трубы с внешней стороны.

Разделяющий слой загрязнен углеродом, появившим при диффузионных процессах из изоляционных материалов и окружающей органики, также отмечено наличие солей натрия и кальция, являющихся составными частями грунтовых вод.

Таблица 1. Элементный состав анализируемых участков

Элемент	Номер спектра			
	1	2	3	4
C	0.17	0.16	50.78	11.32
O	2.47	—	28.09	34.49
Na	—	—	1.44	—
Al	—	—	2.32	0.64
Si	0.85	0.84	4.85	0.83
S	—	0.04	—	—
Ca	—	—	0.71	—
Cr	—	0.59	—	0.51
Mn	1.25	1.56	—	0.54
Fe	95.26	96.81	11.81	51.67

Зафиксировано наличие оксидов железа, кремния и алюминия. Элементный состав анализируемых участков приведен в табл. 1. Выполнено картирование исследуемого участка (рис. 2), из которого следует, что во внешнем отслаивающемся слое присутствуют локальные участки с повышенным содержанием марганца и алюминия. Углерод распространяется по всей протяженности коррозионного отслоения между внешним и основным слоями металла. Кроме того, отмечены следы растрескивания и развития коррозии вглубь основного металла, однако повреждения не превышают 50 мкм, в основном лежат в пределах до 25 мкм и представлены небольшими разнонаправленными растрескиваниями и коррозионными язвами.

Механические испытания

В работах [8–12] показано, что основным фактором старения труб является уменьшение ударной вязкости. Ударная вязкость трубы по сертификату указана в пределах 49–78 Дж/см². При испытаниях ни один из образцов не показал зна-

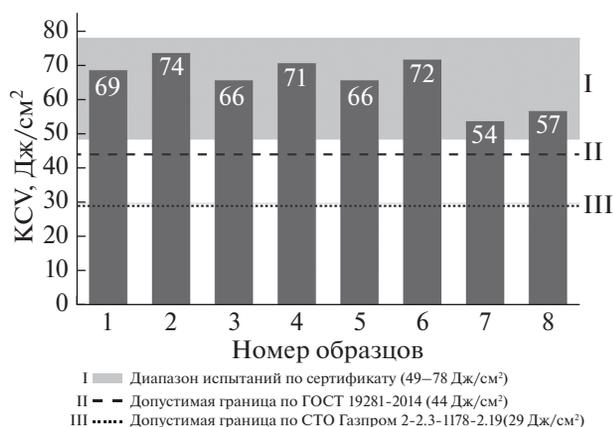


Рис. 3. Сводные результаты испытаний на ударную вязкость.

чений меньше нижнего предела сертификата (рис. 3). При этом значения вязкости превышают минимально допустимые по требованиям ГОСТ 19281-2014 и СТО Газпром 2-2.3-1178-2019. Среднее значение ударной вязкости составило 66.1 Дж/см². Выполнены испытания на статическое растяжение (табл. 2). Результаты испытаний не выявили отклонений от нормативных показателей, характерных для низкоуглеродистой стали 17ГС.

Анализ действующих напряжений

В работах [13–15] рассматриваются условия, при которых внутри зерен или между ними начинается микропластическая деформация, приводящая к перемещению дислокаций в металле или зарождению усталостных трещин. В [14] такая граничная нагрузка выражена через предел макроупругости. Для металла трубы марки 17ГС предел макроупругости составляет ~65% от предела текучести и находится в районе 260–270 МПа. В трубопроводах, работающих в условиях избыточного внутреннего давления, наиболее значи-

тельными являются кольцевые напряжения, рассчитываемые по формуле:

$$\sigma_{rs} = \frac{pD}{2S} = 188.8 \text{ МПа}, \quad (1)$$

где p – внутреннее избыточное давление, МПа; D – внутренний диаметр, мм; S – толщина стенки трубы, мм.

Максимальные возникающие внутренние кольцевые напряжения в трубопроводе составляют 54% от предела текучести и ~70% от предела макроупругости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные комплексные исследования металла трубы газопровода из стали 17ГС (диаметром 530 мм и толщиной стенки 7.5 мм) после 50-ти лет эксплуатации при внутреннем давлении до 5.5 МПа показали, что в условиях правильной эксплуатации, обеспечивающей неизменное проектное положение и защиту от коррозии, механические свойства труб практически не изменяются и сохраняются в пределах заводских параметров. Обнаружено, что основная деградация труб происходит по схеме подповерхностной коррозии, однако глубина повреждений, накопленная за 50 лет эксплуатации, не превысила 100 мкм.

При сравнительном анализе механических свойств трубной стали с требованиями действующих на данный момент ГОСТ и отраслевых нормативных документов выявлено, что структура металла и его механические свойства удовлетворяют всем действующим требованиям.

Таким образом, можно сделать вывод, что при эксплуатации трубопроводов с внутренними кольцевыми напряжениями, не достигающими предела макроупругости, структурные и механические изменения, развивающиеся в течении 50 лет, незначительны. Возможно продолжение эксплуатации таких объектов при штатных параметрах.

Таблица 2. Результаты испытаний металла труб на статическое растяжение

Измеряемый параметр	Нормативные документы			Результаты испытаний (среднее)
	Сертификат (ЧМТУ 1025-63)	ГОСТ 19281-2014	СТО Газпром 2-2.3-1178-2019	
Предел прочности, Н/мм ²	540–610	450	510	571
Предел текучести, Н/мм ²	390–450	325	350	407
Относительное удлинение ОМ, %	22–27	21	20	25.4

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Велиюлин И.И., Велиюлин Э.И., Аннаков Б.Д., Филатов А.А. // Территория "НЕФТЕГАЗ". 2017. № 9. С. 96.
2. Panagopoulos C.N., Georgiou E., Giannakopoulos K.I., Orfanos P.G. // Metals. 2018. № 8(8). P. 578. <https://doi.org/10.3390/met8080578>
3. Карпов С.В., Ширянов Д.И., Алихашкин А.С. // Вести газовой науки. 2016. № 3. С. 143.
4. Afanasyev A.V., Mel'nikov A.A., Konovalov S.V., Vaskov M.I. // International Journal of Corrosion. V. 2018. P. 1258379. <https://doi.org/10.1155/2018/1258379>
5. Афанасьев А.В., Мельников А.А., Савин Д.В., Жуков Д.В., Васьков М.И. // Ползуновский вестник. 2018. № 4. С. 170. <https://doi.org/10.25712/ASTU.2072-8921.2018.04.034>
6. Арабей А.Б., Мелёхин О.Н., Ряховских И.В., Богданов Р.И., Абросимов П.В., Штайнер М., Маревски У. // Вести газовой науки. 2016. № 3. С. 4.
7. Zhukov D., Konovalov S., Afanasyev A. // Engineering Failure Analysis. 2020. V. 109. P. 104359. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2019.104359>
8. Nykyforchyn H., Lunarska E., Tsyruhnyk O., Nikiforov K., Gabetta G. // Materials and Corrosion. 2009. № 9. P. 716. <https://doi.org/10.1002/maco.200805158>
9. Panin S.V., Vlasov I.V., Maruschak P.O., Eremin A.V., Berto F., Syromyatnikova A.S., Vinogradov A. // Engineering Failure Analysis. 2019. V. 102. P. 87. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2019.04.036>
10. Panin S.V., Maruschak P.O., Vlasov I.V., Syromyatnikova A.S., Bolshakov A.M., Berto F., Prentkovskis O., Ovechkin B.B. // Procedia Engineering. 2017. № 178. P. 597. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.01.117>
11. Яковлева Е.А., Мотовилина Г.Д., Хлусова Е.И. // Вопросы материаловедения. 2019. № 2(98). С. 11. <https://doi.org/10.22349/1994-6716-2019-98-2-11-19>
12. Зарипов Р.Ф., Коробков Г.Е. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 2(124). С. 52. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2020-2-52-61>
13. Ustrzycka A., Mróz Z., Kowalewski Z.L., Kucharski S. // International Journal of Fatigue. 2020. V. 131. P. 105342. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.105342>
14. Нохрин А.В., Чувильдеев В.Н. // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. 2010. № 5(2). С. 171.
15. Tian Q., Luo H., Yi R., Fan X., Ma E., Shi D., Gao J. // Materials Science and Engineering: A. 2020. V. 771. P. 138645. <https://doi.org/10.1016/j.msea.2019.138645>

Subsurface Corrosion as the Main Degradation Process of Pipeline Steel 17GS after 50 Years of Operation

D. V. Zhukov^{1,2,3}, K. K. Chaplygin², S. V. Konovalov^{1,2,*}, D. Chen¹, S. V. Voronin²

¹Nanjing University of Science and Technology, Nanjing, 210094 China

²Samara National Research University, Samara, 443086 Russia

³LLC Gazprom Transgas Samara, Samara, 443068 Russia

*e-mail: ksv@ssau.ru

The study investigated the structure and physical and mechanical properties of a steel 17GS specimen cut from a main gas pipeline section used over 50 years under the working pressure of 5.5 MPa. The pipe under study laid in a straight-line segment and covered with sand was in service according to regular parameters. The metallography using methods of optical and scanning microscopy analyzed transformations in the crystal structure of the metal. Mechanical tests were focused on the impact toughness and static tension to detect the behavior of physical and mechanical properties, the data obtained were compared with the as delivered state specified by the manufacturer, currently accepted standards and sector-specific requirements for pipes intended for reuse. The research revealed basic mechanical characteristics of the steel to be virtually the same as stated in the certificate, no structural transformations in the metal were found as well. The principal degradation process in the specimen of interest was identified to be the sub-surface corrosion evolving not deeper than 100 μm . The outcome to emerge from the study is that changes of the structure and mechanical properties appear insignificant over 50 years of service provided that the maximal stress evolving in pipes is below the macro-scale elastic limit.

Keywords: subsurface corrosion, main gas pipeline, long-term operation, sub-surface corrosion, scanning electron microscopy, mechanical properties, micro-plasticity.