

УДК 620.194.22

ЦИКЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДНЫХ ТРУБ ПРИ ОТСУТСТВИИ КОРРОЗИОННОЙ СРЕДЫ

*Афанасьев А.В.^{1,2}, аспирант кафедры «Технология металлов и авиационного
материаловедения», инженер (ssau@ssau.ru)*

Мельников А.А.¹, к.т.н., доцент кафедры «Технология металлов и авиационного материаловедения»

Васьков М.И.², инженер 2 категории отдела неразрушающего контроля

Бельков Д.Н.², начальник службы УТСЦ (samstg@samaratransgaz.gazprom.ru)

¹ Самарский Национальный исследовательский университет им. С.П. Королева

(443086, Россия, г. Самара, Московское шоссе, д. 34)

² ООО «Газпром Трансгаз Самара»

(443068, Россия, г. Самара, ул. Ново-Садовая, д. 106«А», строение 1)

Аннотация. В работе представлены результаты металлографических исследований и механических испытаний стресс-коррозионных дефектов (дефектов КРН), обнаруженных на выходном газопроводе магистральной линейной компрессорной станции. Трубопровод построен из труб импортного производства в начале восьмидесятых годов двадцатого века. Приведены статистика диагностики дефектов в подобных трубопроводах в практике неразрушающего контроля, а также данные об оценке эффективности различных средств диагностики при поиске КРН на трубах большого диаметра. Определена предположительная марка стали, соответствующая металлу трубопровода. Описан вид и морфология исследуемых трещин, определен характер их развития. Показано отсутствие влияния на развитие разрушения неметаллических сульфидных включений в данном конкретном случае КРН. Показано, что содержание серы в продуктах коррозии не превышает содержание серы в металле образца. В некоторых образцах можно наблюдать пониженное содержание серы, за исключением локальных участков с неметаллическими сульфидными включениями. Получены электронные изображения, на которых видно, что эти неметаллические включения в данном случае не являются источниками развития разрушения. Приведены результаты циклических испытаний образцов, вырезанных из трубопровода и содержащих трещины. Выбор режима циклических испытаний проводился в соответствии с анализом режима работы компрессорной станции за последний год эксплуатации. Согласно полученным данным, трубные материалы с дефектами на начальном этапе развития показали значительную долговечность при испытательных нагрузках: образцы с трещинами отстояли от $1,6 \cdot 10^6$ до $7,5 \cdot 10^6$ циклов нагружения в условиях циклического поперечного изгиба в одной плоскости испытаний при отсутствии коррозионной среды. В реальном газопроводе при нормальном режиме эксплуатации количество подобных циклов не превышает 120 – 200 в год. Можно сделать вывод, что трубопровод, имеющий дефекты КРН на начальном этапе развития содержит значительный остаточный ресурс при условии, что его металлическая стенка гарантированно защищена от воздействия на дефекты коррозионной среды.

Ключевые слова: стресс-коррозия; неметаллические включения; циклические испытания; усталостные бороздки; рост стресс-коррозионных трещин; продукты коррозии; влияние серы на КРН; влияние циклических нагрузок на КРН.

DOI: 10.17073/0368-0797-2018-8-589-595

На текущий момент в результате развития дефектов стресс-коррозии, или коррозии под напряжением (далее КРН), на магистральных газопроводах Единой Системы Газоснабжения (ЕСГ), принадлежащей ПАО «Газпром», происходит более трети (36 %) аварий. В мировой практике транспортировки природного газа по трубопроводам этот вид повреждения наиболее распространен среди всех остальных причин аварий, поэтому при диагностических обследованиях такому типу разрушения уделяют первостепенное внимание [1 – 15].

Дефекты стресс-коррозии определяют (обнаруживают) методами неразрушающего контроля. Основными методами диагностики являются внутритрубная дефектоскопия и комплексные обследования 100 % поверхности трубопровода в протяженных шурфах наружными автоматизированными сканерами и различными ручными приборами.

Наиболее технологичным и экономичным способом диагностики КРН является внутритрубная дефектоскопия, но с приемлемой точностью этим методом возможно выявлять дефекты глубиной от 15 % толщины стенки трубы. Обследования в шурфах позволяют выявить даже мелкие трещины (с глубиной до 0,5 мм). Исходя из практики диагностики, большинство обнаруженных при всех видах неразрушающего контроля дефектов КРН (до 92 %) имеют глубину менее 10 % от толщины стенки.

В настоящее время во многих случаях у специалистов нет единого мнения по поводу природы появления, характера развития и скорости роста КРН на различных типах объектов ЕСГ. Вопрос потенциальной опасности развития подобных дефектов при наличии определенных, обозначенных исследователями [15 – 21], факторов (механические напряжения в теле трубы, наличие

коррозионной среды, старение стали и др.), и степень влияния на скорость развития трещин каждого из них, является принципиальным при построении модели развития дефекта и определении компенсирующих мер [22]. Понимание причин появления стресс-коррозионного растрескивания и определение сопутствующих КРН факторов позволит оптимизировать процесс диагностики и устранения дефектов и повысит надежность системы транспортировки газа. Также большую практическую значимость имеет создание методики оценки степени опасности выявленных дефектов и определение остаточного ресурса трубопровода, подверженного стресс-коррозии.

Цель настоящей работы – оценить влияние механических напряжений на рост дефектов в условиях отсутствия коррозионной среды, а также оценить влияние неметаллических включений при развитии трещин в данном конкретном случае КРН.

В ходе плановых диагностических работ в газотранспортном Обществе обследовались два выходных газопровода компрессорной станции. Объектом контроля служили электросварные одношовные трубы диам. 1020 мм с толщинами стенки 12,9 и 16,0 мм из стали контролируемой прокатки производства ФРГ. Срок службы газопровода 30 лет.

На теле трубы на прямолинейном участке с рабочим давлением 7,45 МПа со стороны нижней образующей, вдали от сварных соединений были обнаружены пять зон с дефектами КРН. Было принято решение по ремонту трубопровода заменой трубы. На вырезанной трубе для лабораторных исследований было взято более 100 образцов. При определении марки стали образцов применялся метод искрового спектрального анализа. Химический состав стали соответствует стали производства ФРГ, фирмы MANESMFNN [23], ближайший отечественный аналог – сталь 10Г2 [24].

Поперечные шлифы и раскрытые коррозионные трещины исследовались методами электронной микроскопии и микрорентгеноспектрального анализа. Был проведен микрорентгеноспектральный анализ поэлементного состава продуктов коррозии и были построены карты распределения элементов по поверхности разрушения. Фрактографический и микроскопический анализы поверхности трещин в образцах проводили на растровом электронном микроскопе TESCAN с программным обеспечением VEGA при увеличениях до 4 тыс. крат. Спектральный анализ для определения количественного химического состава элементов проводили при помощи входящей в состав микроскопа энергодисперсионной приставки INCAx-act фирмы OXFORD в соответствии с рекомендациями работы [25]. Идентификацию характера разрушения по рельефу поверхности осуществляли в соответствии с работой [26].

Для того, чтобы определить степень влияния механических напряжений, возникающих в трубопроводе

при перекачке газа, на развитие дефектов КРН проводили усталостные циклические испытания с большой базой. Для испытаний на усталость образцы из трубопроводов вырезались таким образом, чтобы коррозионные трещины находились посередине образца, то есть в опасном его сечении, действуя как концентратор напряжений. Испытания при поперечном изгибе в одной плоскости проводились на универсальных испытательных машинах УММ-01 с частотой колебаний $f = 30,8$ Гц и УМП-01 с частотой $f = 17,6$ Гц.

Размеры образцов прямоугольного сечения выбирались согласно данным работ [27]. Для испытаний на машине повышенной мощности их вырезали с сохранением толщины стенки трубопровода с минимальной кривизной в продольном направлении. В связи с тем, что машина малой мощности не развивает достаточных усилий, толщину образцов под нее уменьшали вдвое с сохранением геометрического подобия. Внешний вид образцов и схема нагружения показаны на рис. 1.

Обычно шлейфы КС эксплуатируются в диапазоне рабочих давлений от 6,0 – 7,5 МПа. Режим работы магистральных газопроводов за последний год характе-

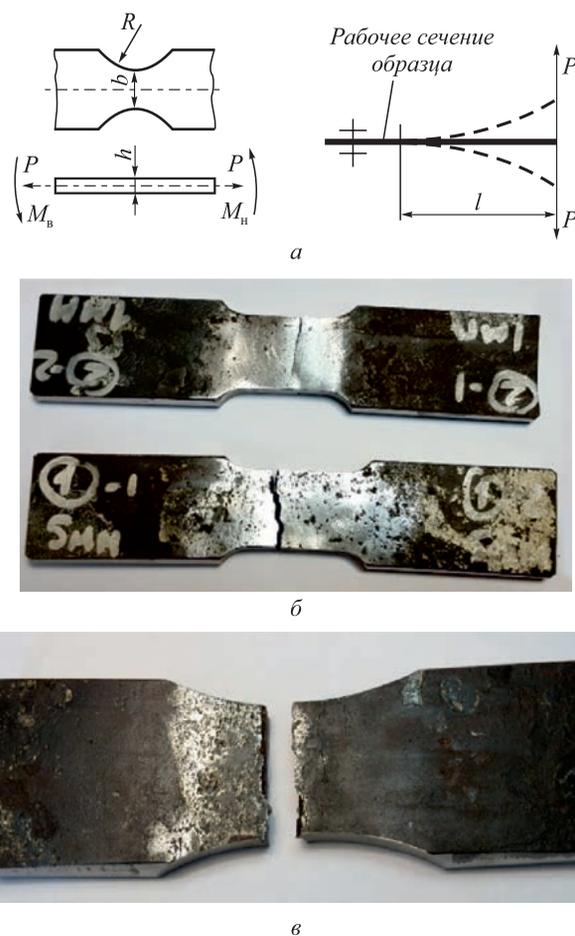


Рис. 1. Схема нагружения при испытаниях (а) и образцы для УММ-01 (б) и УМП-01 (в)

Fig. 1. Test loading scheme (a). Test samples for UMM-01 (b) and UMP-01 (c)

ризуется колебаниями рабочего давления в пределах от 6,94 до 5,98 МПа. Несмотря на то, что в основном давление изменяется плавно в условиях статического нагружения, замеры изменения давления газа в выходном шлейфе в течение года показали наличие постоянных колебаний в пределах 0,2 – 0,3 МПа в день. Причем наблюдались резкие перепады (около 1,5 МПа); и таких резких скачков было около 120 в год. Эти скачки были пересчитаны для проведения циклических испытаний в условиях отсутствия коррозионной среды.

Пересчет действующего давления внутри трубы в нагрузку для испытаний велся по безмоментной теории расчета тонкостенных оболочек. Из имеющихся графиков выбирались самые большие скачки давления и находились минимальные и максимальные окружные напряжения, действующие внутри трубопровода:

$$\sigma = \frac{PR}{\delta},$$

где P – давление в газопроводе; R – половина диаметра трубы; δ – толщина стенки оболочки (трубы).

Далее размерность напряжения переводилась в кгс/мм², затем рассчитывались нагрузки для нагружения на испытательных машинах:

$$F = \frac{\sigma W}{l},$$

где σ – окружные напряжения, действующие на стенку трубопровода; W – момент сопротивления изгибу, в данном случае – прямоугольного сечения; l – длина водила ($l = 481$ мм для машины УММ-01 и $l = 660$ мм для машины УМП-01).

Нагружение проводилось при напряжениях, равных минимальному и максимальному значениям скачков давления в газопроводе за год $\sigma_{\min} = 237$ МПа и $\sigma_{\max} = 284$ МПа.

Для усталостных испытаний была установлена база 10^6 циклов нагружения.

Трещины на обследованном дефектном участке раз-

виваются от дна коррозионных язв в генеральном направлении перпендикулярно наружной поверхности трубы. Их развитие носит скачкообразный характер. Трещины группируются в колонии и распространяются вдоль оси трубы параллельно друг другу на расстоянии около 800 – 1000 мкм друг от друга. Все трещины на образцах имеют сходный вид и морфологию: начинаются на дне коррозионных язв и имеют глубину от 250 до 500 мкм. Таким образом, в данном случае дефект представляет собой совокупность коррозионной язвы и трещины и нигде на исследованных образцах не превышает глубину 1000 мкм. При анализе характера распространения трещин обнаружено, что они могут расширяться, сужаться и ветвиться, не имея постоянного сечения (рис. 2).

Несмотря на то, что некоторые вершины трещин затуплены, нельзя утверждать, что до момента изъятия из трубопровода они находились в неактивном состоянии. Рядом с ветвями с затупленной вершиной почти всегда есть трещина с острой вершиной, и по какой из них шло актуальное разрушение сказать невозможно. Кроме того, нельзя утверждать, что в разрез и в зону контроля попала именно наиболее глубокая часть дефекта, так как выбор расположения плоскости реза был случайным. Возможно, что острая вершина находится внутри образца.

Состояние полимерной изоляции на обследованном участке трубопровода характеризовалось как неудовлетворительное, поэтому, вероятнее всего, процесс стресс-коррозионного разрушения стенки трубопровода активно протекал до момента обследования и предпосылки его продолжения (в случае отсутствия компенсирующих мер) сохранились.

Одной из наиболее вероятных причин начала развития процесса КРН в газопроводах многие исследователи считают физическую и химическую неоднородность металла труб, а именно влияние различных неметаллических включений [28 – 32]. Для обнаружения следов влияния металлургических примесей и внешней среды на развитие дефектов проводилась спектрометрия про-

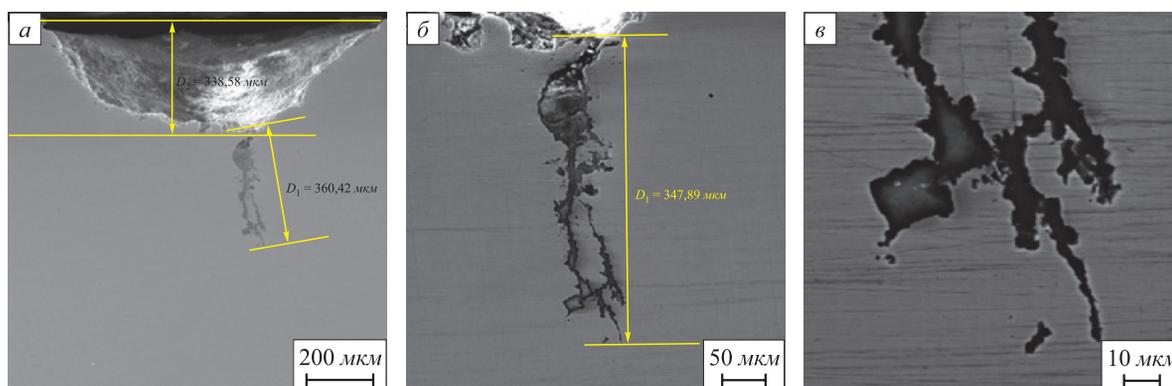


Рис. 2. Характерный (а – в) вид трещины КРН в образцах

Fig. 2. Characteristic (a – v) type of SCC crack in the test samples

дуктов коррозии и основного металла путем составления карт в распределения элементов по контролируемой поверхности образца [33, 34].

Постоянной вредной примесью стали является сера. Кроме того, соединения серы содержатся в коррозионной среде. Для определения влияния серы на развитие трещин как в составе коррозионной среды (сероводород и иные соединения серы), так и в виде металлургической примеси (сульфиды), проводились поиски следов серы в продуктах коррозии и в основном металле (рис. 3).

Содержание серы в продуктах коррозии не превышает содержание серы в металле образца. В некоторых образцах можно наблюдать пониженное содержание серы, за исключением локальных участков с неметаллическими сульфидными включениями. Как видно на электронном изображении (рис. 3), эти неметаллические включения не являются источниками развития разрушения.

В остальном объеме трещины содержание серы не превышает содержание серы в металле, а общая загрязненность материала серой не выходит за рамки технических требований.

Трубные материалы с КРН на начальном этапе развития показали значительную долговечность при испытательных нагрузках на машинах малой и повышенной мощности. Образцы с трещинами отстояли от $(1,6 \text{ до } 7,5) \cdot 10^6$ циклов нагружения. При этом в образцах происходило развитие разрушения, приводящее к разрушению образца. Переход от окисленной трещины

КРН к усталостному излому характеризуется наличием множества усталостных бороздок, ориентированных перпендикулярно направлению действия наибольших растягивающих напряжений. Излом в полости трещины КРН полностью закрыт оксидом (рис. 4, а).

Излом в зоне развития усталостной трещины можно охарактеризовать рельефом мелкокристаллического строения, что соответствует первой стадии усталостного разрушения (представляет собой участок распространения трещины по плоскостям скольжения). Ширина видимых усталостных бороздок лежит в пределах 30 – 40 мкм.

Результаты исследования коррелируют с общепринятым подходом к описанию развития трещин КРН в стенках магистральных газопроводов [35].

Выводы. Влияние серы и других неметаллических включений на развитие трещин КРН не подтвердилось в данном конкретном случае стресс-коррозии. Трубные материалы отличаются значительным сопротивлением усталостному разрушению. Работа выходного шлейфа характеризуется 120 – 200 циклами резкого изменения давления (1,0 – 1,5 МПа) в год. При этом усталостные испытания без присутствия коррозионной среды показали, что трубный материал может выдержать до своего разрушения $(1,6 – 7,5) \cdot 10^6$ циклов изменения нагрузки в 47 МПа, что отвечает более жестким условиям нагружения, чем при реальной эксплуатации. Таким образом, можно считать, что трубопровод имеет значительный предел выносливости даже при наличии трещин КРН. Дифференциация негативного влияния коррозионной

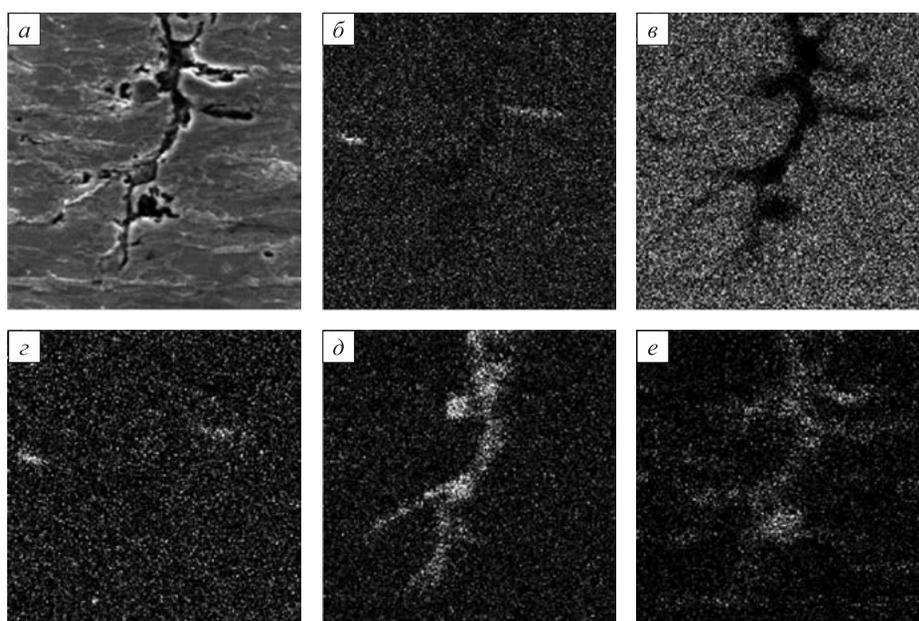


Рис. 3. Карты распределения элементов в продуктах коррозии и металле в трещине КРН (спектры железа, серы, марганца, кислорода и углерода):
а – электронное изображение; б – е – карты распределения Mn, Fe, S, O, C соответственно

Fig. 3. Maps of elements distribution in products of corrosion and metal in SCC crack (spectra of iron, sulfur, manganese, oxygen and carbon):
а – electronic image; б – е – maps of Mn, Fe, S, O, C distribution, respectively

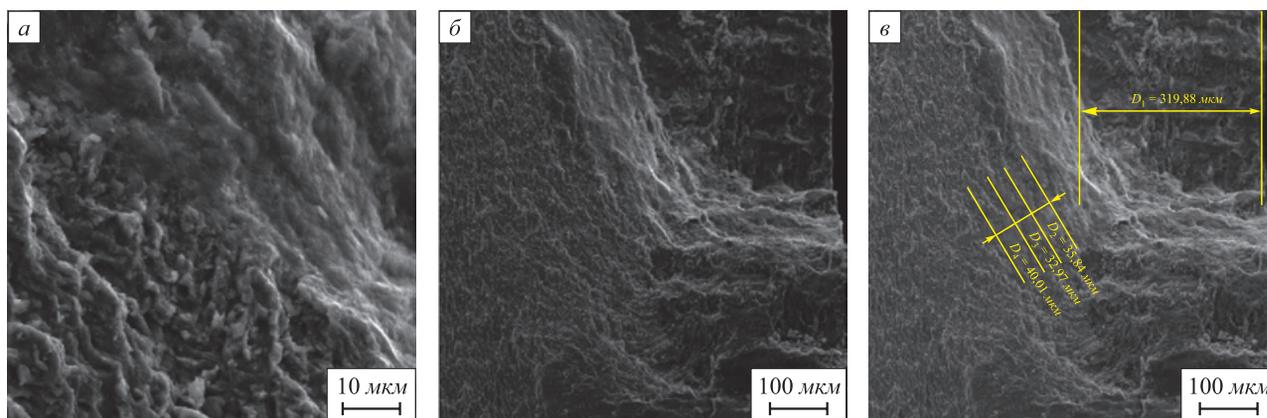


Рис. 4. Переход от зоны развития трещины КРН в естественных условиях к искусственно выращенной усталостной трещине

Fig. 4. Transition from the zone of SCC crack development under natural conditions to an artificially grown fatigue crack

среды и механических нагрузок на рост трещины может стать ключом к созданию более точных методов подтверждения возможности безопасной эксплуатации, расчета остаточного ресурса трубопроводов, содержащих КРН дефекты на начальном этапе их развития. Это позволит более эффективно управлять технологическими ресурсами ЕСГ и финансовыми ресурсами газотранспортных организаций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алимов С.В., Арабей А.Б., Ряховских И.В. и др. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии // Газовая промышленность. 2015. № 2 (724). С. 10 – 15.
2. Cheng Y.E. Stress corrosion of pipeline. – Hoboken: John & Sons Publishing, 2013. – 257 p.
3. King F. Stress corrosion cracking of carbon steel used fuel containers in a Canadian deep geological repository in sedimentary rock: report No. NWMO TR-2010-21. – Toronto, Canada: NWMO, 2010. – 34 p.
4. Jack T.R., Erno B., Krist K. et al. Generation of near-neutral pH and high pH SCC environments on buried pipelines // Corrosion. 2000. P. 00362.
5. Lu B.T., Lio J.L. A mechanistic study on neutral pH stress corrosion cracking in pipeline steels. – In book: Proc. of the Second International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals. – Alberta, Canada, 2004. P. 243.
6. Wang S.-H., Chen W., King F. et al. Precyclic-loading-induced stress corrosion cracking of pipeline steels in a near-neutral-pH soil environment // Corrosion. 2002. Vol. 58. No. 6. P. 526.
7. Koh S.V., Kim J.S., Yang B.Y. et al. Effect of line pipe steel microstructure on susceptibility to sulfide stress cracking // Corrosion. 2004. Vol. 60. No. 3. P. 244.
8. Marshakov A.I., Ignatenko V.E., Bogdanov R.I. et al. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel // Corrosion Science. 2014. Vol. 83. P. 209 – 216.
9. Eslami A., Kania R., Worthingham B. et al. Effect of CO₂ and R-ratio on nearneutral pH stress corrosion cracking initiation under a disbonded coating of pipeline steel // Corrosion Science. 2011. Vol. 52. P. 2318 – 2327.
10. Xu L.Y., Cheng Y.F. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion // Corrosion Science. 2013. Vol. 73. P. 150 – 160.
11. Lu B.T., Luo J.L., Norton P.R. et al. Effects of dissolved hydrogen and elastic and plastic deformation on active dissolution of pipeline steel in anaerobic groundwater of nearneutral pH // Acta Materialia. 2009. Vol. 57. No. 1. P. 41 – 49.
12. Egbewande A., Chen W., Eadie R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: discontinuous crack growth mechanism // Corrosion Science. 2014. Vol. 83. P. 343 – 354.
13. Baker M. Stress corrosion cracking study: final report for OPS TTO8. Integrity Management Program. Department of Transportation. – Calgary, Canada: Office of Pipeline Safety, 2005.
14. Арабей Б.А., Кношинский З. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас. – М.: Наука, 2006. – 105 с.
15. Малкин А.И., Маршаков А.И., Игнатенко В.Э. и др. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч.1: Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водородных средах // Коррозия: материалы, защита. 2009. № 10. С. 1 – 16.
16. Арабей А.Б. Исследования возможности длительной эксплуатации труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2016. № 3 (27). С. 4 – 11.
17. Михайлов А.И. Обнаружение, идентификация и оценка глубины стресс-коррозии с использованием комбинированных магнитоакустических внутритрубных дефектоскопов [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/11_vniigaz_ssc_2017_mihailov.pdf
18. Малеева М.А., Редькина Г.В., Богданов Р.И. и др. Разработка ингибированных полимерных композиций с целью предотвращения риска КРН на магистральных газопроводах // Коррозия. Территория Нефтегаз. 2015. № 2 (31). С. 24.
19. Субботин В.А., Щербо И.В., Холодков С.А., Гиорбелидзе М.Г. Оценка статической прочности участков линейной части магистральных газопроводов с колонией коррозионных трещин // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета имени академика С.П. Королева. 2014. № 5 (47). Ч. 4. С. 151 – 157.
20. Ряховских И.В., Есиев Т.С., Кохтев С.А. Совершенствование методов оценки стойкости газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (Стресс-коррозии) // Физика и химия обработки материалов. 2012. № 4. С. 88 – 93.
21. Громов В.Е., Юрьев А.А., Иванов Ю.Ф. и др. Анализ механизмов деформационного упрочнения рельсовой стали в процессе длительной эксплуатации // Проблемы черной металлургии и материаловедения. 2017. № 3. С. 76 – 84.
22. Мельникова А.В. Разработка норм допустимых дефектов стресс-коррозионного происхождения для магистральных газопроводов. Тез. докл. III Научно-практического семинара «Повышение

- надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением», Москва, 20-22 сентября 2017 г. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. С. 11.
23. ТУ 20/28/40/48/56 – 79. Одношовные трубы диаметром 1020 – 1420 мм из стали контролируемой прокатки производства Италии, Японии, Германии.
 24. ГОСТ 4543 – 72 Прокат из легированной конструкционной стали. Введен: 1973.01.01. – М.: Стандартинфо, 1990. – 39 с.
 25. ISO 15632:2012. Microbeam analysis – Selected instrumental performance parameters for the specification and checking of energy-dispersive X-ray spectrometers for use in electron probe micro-analysis.
 26. РД 50-672-88. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Классификация видов изломов металлов. Введено 1989-07-01. – М.: ВНИИ ГАЗ, 2010. – 56 с
 27. ГОСТ 25.502-79. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Методы испытаний на усталость. Введен: 1981.01.01. – М.: Стандартинфо, 1981. – 50 с.
 28. Родионова И.Г., Зайцев А.И., Удод К.А., Бакланова О.Н. Роль технологического и металлургического передела в процессе образования стресс-коррозионных повреждений в трубах сталей классов прочности Х70 - Х80 // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2016. № 3 (27). С. 37 – 47.
 29. Рыбаков А.А., Филипчук Т.Н., Гончаренко Л.В. Трещины в сварных соединениях труб большого диаметра и меры их предупреждения // Автоматическая сварка. 2013. № 4. С. 16 – 22.
 30. Отт К.Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость газопроводных труб // Газовая промышленность. 1993. № 1. С. 20 – 22.
 31. Медведев В.Н., Кузнецов В.В., Шапиро В.Д. и др. О причинах аварийности труб магистральных газопроводов // Сборник трудов научно-практического семинара «Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов». – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. С. 110 – 121.
 32. Zaitsev A.I., Rodionova I.G., Baklanova O.N. Structural factors governing main gas pipeline steel stress corrosion cracking resistance // Metallurgist. 2013. Vol. 57. No. 7-8. P. 695 – 706.
 33. Невский С.А., Коновалов С.В., Громов В.Е. Влияние электрического потенциала поверхности алюминия на релаксацию напряжений // Журнал технической физики. 2011. Т. 81. Вып. 6. С. 133 – 136.
 34. Konovalov Sergey, Chen Xizhang, Sarychev Vladimir, Nevskii Sergey, Gromov Victor, Trtica Milan. Mathematical Modeling of the Concentrated Energy Flow Effect on Metallic Materials // Metals. 2017. No. 7 (4). P. 1 – 18.
 35. Parkins R.N., Blanchard W.K., Delanty B.S. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH // Corrosion. 1994. Vol. 50. No. 5. P. 394 – 408.

Поступила 1 февраля 2018 г.

IZVESTIYA VUZOV. CHERNAYA METALLURGIYA = IZVESTIYA. FERROUS METALLURGY. 2018. VOL. 61. No. 8, pp. 589–595.

CYCLIC TESTS OF STRESS-CORROSION CRACKS OF STEEL GAS PIPELINE PIPES IN THE ABSENCE OF CORROSIVE ENVIRONMENT

A.V. Afanas'ev^{1,2}, A.A. Mel'nikov¹, M.I. Vas'kov²,
D.N. Bel'kov²

¹Samara National Research University, Samara, Russia

²JSC Gazprom Transgaz Samara, Samara, Russia

Abstract. The paper presents the results of metallographic studies of stress-corrosion defects (SCC defects) detected on the output gas pipeline of the compressor station. The diagnostics statistics of defects in such pipelines and the data on the effectiveness evaluation of various diagnostic tools during the diagnosis of SCC are given. A presumptive steel grade corresponding to the pipeline metal was identified. The species and morphology of cracks are described. Their character of development is defined. To detect traces of the influence of metallurgical impurities and the external environment on the defects development, a spectrometry of corrosion products and base metal was made. The authors have made the maps of elements distribution over the sample controlled surface. The absence of influence of nonmetallic sulphide inclusions on the development of metal destruction in this is described for the particular case of SCC. It is shown that the sulfur content in corrosion products does not exceed the sulfur content in the sample metal. In some samples, reduced sulfur content can be observed, with the exception of local sites with nonmetallic sulphide inclusions. Electronic images were obtained, which show that these nonmetallic inclusions (in this case) are not sources of cracking development. The results of cyclic tests of samples cut from the pipeline and containing cracks are given. The choice of the cyclic test mode was carried out in accordance with the analysis of the compressor station operating mode for the current year of operation. According to the data received, pipe materials with defects at their initial stage of development have shown considerable durability under test loads. The samples with cracks have withstood from $1.6 \cdot 10^6$ to $7.5 \cdot 10^6$ loading cycles under conditions of cyclic transverse bending in the same test plane in the absence of a corrosive medium. In a real gas pipeline under normal operation conditions, the

number of such cycles does not exceed 120 – 200 per year, therefore, it can be concluded that the pipeline with defects in their initial stage of development has a significant residual life, provided that its metal wall is reliably protected from effects of corrosive environment.

Keywords: stress corrosion, nonmetallic inclusions, cyclic test, fatigue groove, growth of stress-corrosion cracks, corrosion products, effect of sulfur on SCC, effect of cyclic loads on SCC.

DOI: 10.17073/0368-0797-2018-8-589-595

REFERENCES

1. Alimov S.V., Arabei A.B., Ryakhovskikh I.V. etc. Concept of diagnosis and repair of main gas pipelines in regions with a high predisposition to stress corrosion. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 2 (724), pp. 10–15. (In Russ.).
2. Cheng Y.E. *Stress corrosion of pipeline*. Hoboken: John & Sons Publishing, 2013, 257 p.
3. King F. *Stress corrosion cracking of carbon steel used fuel containers in a Canadian deep geological repository in sedimentary rock: report no. NWMO TR-2010-21*. Toronto, Canada: NWMO, 2010, 34 p.
4. Jack T.R., Erno B., Krist K. etc. Generation of near-neutral pH and high pH SCC environments on buried pipelines. *Corrosion*. 2000, Paper no. 00362.
5. Lu B.T., Lio J.L. A mechanistic study on neutral pH stress corrosion cracking in pipeline steels. In: *Proc. of the Second International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals*. Alberta, Canada, 2004, pp. 243.
6. Wang S.-H., Chen W., King F. etc. Precyclic-loading-induced stress corrosion cracking of pipeline steels in a near-neutral-pH soil environment. *Corrosion*. 2002, vol. 58, no. 6, pp. 526.
7. Koh S.V., Kim J.S., Yang B.Y. etc. Effect of line pipe steel microstructure on susceptibility to sulfide stress cracking. *Corrosion*. 2004, vol. 60, no. 3, pp. 244.

8. Marshakov A.I., Ignatenko V.E., Bogdanov R.I. etc. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel. *Corrosion Science*. 2014, vol. 83, pp. 209–216.
9. Eslami A., Kania R., Worthingham B. etc. Effect of CO₂ and R-ratio on near-neutral pH stress corrosion cracking initiation under a disbonded coating of pipeline steel. *Corrosion Science*. 2011, vol. 52, pp. 2318–2327.
10. Xu L.Y., Cheng Y.F. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion. *Corrosion Science*. 2013, vol. 73, pp. 150–160.
11. Lu B.T., Luo J.L., Norton P.R. et al. Effects of dissolved hydrogen and elastic and plastic deformation on active dissolution of pipeline steel in anaerobic groundwater of near-neutral pH. *Acta Materialia*. 2009, vol. 57, no. 1, pp. 41–49.
12. Egbewande A., Chen W., Eadie R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: discontinuous crack growth mechanism. *Corrosion Science*. 2014, vol. 83, pp. 343–354.
13. Baker M. *Stress corrosion cracking study: final report for OPS TTO8*. Integrity Management Program. Department of Transportation. Calgary, Canada: Office of Pipeline Safety, 2005.
14. Arabei B.A., Knoshinskii Z. *Korroziionnoe rastreskivanie pod napryazheniem trub magistral'nykh gazoprovodov: atlas* [Corrosion cracking of main gas pipelines: Atlas]. Moscow: Nauka, 2006, 105 p. (In Russ.).
15. Malkin A.I., Marshakov A.I., Ignatenko V.E. etc. The processes of nucleation and growth of corrosion cracks in steel of main pipelines. Part 1: Modern concepts of the mechanisms of stress-corrosion cracking of steels in hydrogen media. *Korroziya: materialy, zashchita*. 2009, no. 10, pp. 1–16. (In Russ.).
16. Arabei A.B. Study of the possibility of long-term operation of pipes with non-significant stress-corrosion damage. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoi nauki"*. 2016, no. 3 (27), pp. 4–11. (In Russ.).
17. Mikhailov A.I. *Obnaruzhenie, identifikatsiya i otsenka glubiny stress-korrozii s ispol'zovaniem kombinirovannykh magnitokusticheskikh vnutritrubnykh defektoskopov* [Detection, identification and assessment of the depth of stress-corrosion using combined magnetoacoustic in-tube defectoscopes]. Available at URL: http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/11_vniigaz_ssc_2017_mikhailov.pdf (In Russ.).
18. Maleeva M.A., Red'kina G.V., Bogdanov R.I. etc. Development of inhibited polymer compositions to prevent the risk of SCC in main gas pipelines. *Korroziya. Territoriya Neftegaz*. 2015, no. 2 (31), pp. 24. (In Russ.).
19. Subbotin V.A., Shcherbo I.V., Kholodkov S.A., Giorbelidze M.G. Evaluation of static strength of linear part sections of main gas pipelines with corrosion cracks colony. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo aerokosmicheskogo universiteta imeni akademika S.P. Koroleva*. 2014, no. 5 (47), part 4, pp. 151–157. (In Russ.).
20. Ryakhovskikh I.V., Esiev T.S., Kokhtev S.A. Development of methods for assessing resistance of gas-conducting steels to corrosion cracking under strain (Stress-corrosion). *Fizika i khimiya obrabotki materialov*. 2012, no. 4, pp. 88–93. (In Russ.).
21. Gromov V.E., Yur'ev A.A., Ivanov Yu.F. etc. Analysis of the mechanisms of strain hardening of rail steel during long-term operation. *Problemy chernoi metallurgii i materialovedeniya*. 2017, no. 3, pp. 76–84. (In Russ.).
22. Mel'nikova A.V. Development of norms of minor defects of stress-corrosion origin for main gas pipelines. In: *Tez. dokl. III Nauchno-prakticheskogo seminar "Povyshenie nadezhnosti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korroziionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem"*, Moskva, 20-22 sentyabrya 2017 g. [Proceedings of the III Scientific and Practical Seminar "Increasing Reliability of Main Gas Pipes Subject to Stress Corrosion Cracking", Moscow, September 20-22]. Moscow: OOO "Gazprom VNIIGAZ", 2017, pp. 11. (In Russ.).
23. *TU 20/28/40/48/56 – 79. Odnoshovnyye trubyy diametrom 1020 – 1420 mm iz stali kontroliruemoi prokatki proizvodstva Italii, Yaponii, Germanii* [Single-joint welded pipes with diameter of 1020-1420 mm from controlled rolling steel produced in Italy, Japan, Germany]. (In Russ.).
24. *GOST 4543 – 72. Prokat iz legirovannoi konstruktsionnoi stali* [Rolled products made of alloyed structural steel]. (In Russ.).
25. *ISO 15632:2012. Microbeam analysis – Selected instrumental performance parameters for the specification and checking of energy-dispersive X-ray spectrometers for use in electron probe microanalysis*.
26. *RD 50-672-88. Metodicheskie ukazaniya. Raschety i ispytaniya na prochnost'. Klassifikatsiya vidov izlomov metallov. Vvedeno 1989-07-01* [Instructions. Calculations and strength tests. Classification of types of metals fractures. Introduced 1989-07-01]. Moscow: VNIIGAZ, 2010, 56 p. (In Russ.).
27. *GOST 25.502-79. Raschety i ispytaniya na prochnost' v mashinostroenii. Metody mekhanicheskikh ispytaniy metallov. Metody ispytaniy na ustalost'* [Calculations and tests for strength in mechanical engineering. Methods of mechanical testing of metals. Methods of fatigue testing]. Moscow: Standartinfo, 1979. (In Russ.).
28. Rodionova I.G., Zaitsev A.I., Udod K.A., Baklanova O.N. Role of technological and metallurgical redistribution in the process of formation of stress corrosion damage in pipes of steels of Kh70-Kh80 strength classes. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoi nauki"*. 2016, no. 3 (27), pp. 37–47. (In Russ.).
29. Rybakov A.A., Filipchuk T.N., Goncharenko L.V. Cracks in welded joints of large diameter pipes and measures to prevent them. *Avtomaticheskaya svarka*. 2013, no. 4, pp. 16–22. (In Russ.).
30. Ott K.F. Stress-corrosion damage of gas pipelines pipes. *Gazovaya promyshlennost'*. 1993, no. 1, pp. 20–22. (In Russ.).
31. Medvedev V.N., Kuznetsov V.V., Shapiro V.D. etc. On the failure causes of pipes of main gas pipelines. In: *Sbornik trudov nauchno-prakticheskogo seminar "Problemy stareniya stalei magistral'nykh truboprovodov"* [Collection of Works of the Sci. and Pract. Seminar "Problems of Aging of Main Pipeline Steel"]. Nizhny Novogorod: Universitetskaya kniga, 2006, pp. 110–121. (In Russ.).
32. Zaitsev A.I., Rodionova I.G., Baklanova O.N. Structural factors governing main gas pipeline steel stress corrosion cracking resistance. *Metallurgist*. 2013, vol. 57, no. 7-8, pp. 695–706.
33. Nevskii S.A., Konovalov S.V., Gromov V.E. Effect of the electric potential of the aluminum surface on stress relaxation. *Technical Physics*. 2011, vol. 56, no. 6, pp. 877–880.
34. Konovalov S., Chen Xizhang, Sarychev V., Nevskii S., Gromov V., Trtica Milan. Mathematical modeling of the concentrated energy flow effect on metallic materials. *Metals*. 2017, no. 7 (4), pp. 1–18.
35. Parkins R.N., Blanchard W.K., Delanty B.S. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH. *Corrosion*. 1994, vol. 50, no. 5, pp. 394–408.

Information about the authors:

A.V. Afanas'ev, Postgraduate of the Chair of Metals Technology and Aviation Materials (ssau@ssau.ru)

A.A. Mel'nikov, Cand. Sci. (Eng.), Assist. Professor of the Chair of Metals Technology and Aviation Materials

M.I. Vas'kov, Engineer of Non-destructive Testing Group

D.N. Bel'kov, Head of the Service of Management of Technical State and Integrity of the Gas Transition System

(samstg@samaratransgaz.gazprom.ru)

Received February 1, 2018