

**Received:** 22.10.2019

**Revised:** 21.11.2019



**Accepted:** 20.12.2019



**DOI:** 10.17804/2410-9908.2019.6.068-076

## FEATURES OF THE EVOLUTION OF CORROSION CRACKING IN GAS FLOW LINES

D. V. Novgorodov<sup>a)</sup>\* and V. G. Rybalko<sup>b)</sup>

*M. N. Miheev Institute of Metal Physics, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,  
18 S. Kovalevskoy St., Ekaterinburg, 620108, Russian Federation*

a)  <https://orcid.org/0000-0002-5151-8710>  [danil\\_@inbox.ru](mailto:danil_@inbox.ru);

b)  <https://orcid.org/0000-0003-4045-8967>  [rybalko@imp.uran.ru](mailto:rybalko@imp.uran.ru)

\*Corresponding author. E-mail: [danil\\_@inbox.ru](mailto:danil_@inbox.ru)

Address for correspondence: ul. S. Kovalevskoy, 18, Ekaterinburg, 620108, Russian Federation

The paper studies gas flow lines and underground gas pipelines of compressor stations which are susceptible to damage by stress corrosion cracking (SCC). Factors of a technological and operational nature governing the conditions of SCC evolution in existing gas pipelines are noted. Defects of a long growth period are investigated. It has been found that, during operation, the evolution of defects can stop, but it resumes under the effect of high off-design loads. Crack evolution may be caused by seasonal soil movements, repair work, and other factors causing overloads at the tips of stable cracks. A solution is proposed to increase the reliability of pipeline operation by monitoring the stability of the stress state in individual sections.

**Keywords:** Gas pipeline, stress state, corrosion cracking, cracks, overload, defect evolution, monitoring.

### Acknowledgment

*The work was carried out under the state assignment from FASO Russia (topic Diagnostics No. AAAA-A18-118020690196-3).*

### References

1. Savonin S.V., Moskalenko A.V., Tyunder A.V., Knyazev S.E., Arsenteva Z.A. Analysis of the major causes of failures that have occurred on main gas pipelines. *Neft i Gaz Sibiri*, 2015, vol. 4 (21). (In Russian).
2. Available at: [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/) (accessed 28.12.2019). (In Russian).
3. Krasnykh B.A., Martynyuk V.F., Sergienko T.A., Sorokin A.A., Feoktistov A.A., Nechaev A.S. *Analiz avariyy i neschastnykh sluchaev na ob'ektakh gazovogo nadzora* [Analysis of Incidents and Accidents at Gas Supervision Facilities]. Moscow, OOO «Analiz Opasnostey» Publ., 2003. 320 p. (In Russian).
4. Voronchikhin S.Yu., Samokrutov A.A., Sedelev Yu.A. Using robotized scanners for health estimation of process pipelines at the PAO Gazprom compressor stations. In: *Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoy nauki"* [News of Gas Science, Improving Reliability of Gas Mains Subject to Stress Corrosion Cracking: Scientific and Technical Collection, 2016, no. 3 (27), pp. 120–130]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2016. (In Russian).
5. Novgorodov D.V., Rybalko V.G., Shleenkov A.S. The stress state instability factor and its effect on the growth of stress corrosion cracking defects. *Diagnostics, Resource and Mechanics of materials and structures*, 2018, iss. 6, pp. 249–254. DOI: 10.17804/2410-9908.2018.6.249-254. Available at: [http://dream-journal.org/DREAM\\_Issue\\_6\\_2018\\_Novgorodov\\_D.V.\\_et\\_al.\\_249\\_254.pdf](http://dream-journal.org/DREAM_Issue_6_2018_Novgorodov_D.V._et_al._249_254.pdf)

6. Surkov Yu.P., Rybalko V.G., Novgorodov D.V., Surkov A.Yu., Sadrtidinov R.A., Geitsan V.B. Estimating the probability of the propagation of stress corrosion cracks in compressor station pipelines. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 2010, vol. 46, iss. 6, pp. 458–467. DOI: 10.1134/S1061830910060094.
7. Bolotov A.S., Rozov V.N., Koates A.K., Vasil'ev G.G., Klepin V.I. Corrosion Cracking on Gas Main Pipes]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1994, no. 6, pp. 12–14. (In Russian).
8. Bugrov Yu.V., Protsiv Yu.V. *Metallovedeniye i termodeformatsionnaya obrabotka spetsialnykh staley i splavov: kompleks uchebno-metodicheskikh materialov* [The Science of Metals and Thermal Deformation Processing of Special Steels and Alloys]. Nizhniy Novgorod, 2011, pp. 130. (In Russian).
9. Gorbatenko V.P., Lukin A.V., Mitjev A.P., Danilova G.Y. Influence of initial state on structure of steel grade 10Г2ФБ after thermomechanical treatment. In: *Obrabotka Materialov Davleniyem: sbornik nauchnykh trudov* [Materials Working by Pressure]. Kramatorsk DGMA Publ., 2012, no. 2 (31), pp. 162–165. (In Russian).
10. Kazankov A.Yu. The influence of the structural features of carbon and low alloy steels on their corrosion resistance in aqueous media. *Abstract of dissertation for the degree of candidate of technical sciences (03.11.16)*. Moscow, 2016, 145 p. (In Russian).
11. Semernin G.V. Research and development of effective technologies for ladle processing of steels for oilfield pipes (05.16.02). *Abstract of dissertation for the degree of candidate of technical sciences (05.16.02)*. Moscow, 2012, 28 p. (In Russian).
12. Rodionova I.G., Baklanova O.N., and Zaitsev A.I. The role of nonmetallic inclusions in accelerating the local corrosion of oil-field tubing made of low-alloy and carbon steels. *Metally*, 2004, no. 5, pp. 13–18. (In Russian).
13. Leksowskij A.M., Baskin B.L. Some aspects of nucleation and evolution of microscopic and mesoscopic cracks and quasi-brittle fracture of homogeneous materials. *Physics of the Solid State*, 2011, vol. 53, no. 6, pp. 1157–1168. DOI: 10.1134/S1063783411060199.
14. Novgorodov D.V., Rybalko V.G., Shleyenkov A.S. The stress state instability factor and its effect on the growth of stress corrosion cracking defects. *Diagnosics, Resource and Mechanics of materials and structures*, 2018, iss. 6, pp. 249–254. DOI: 10.17804/2410-9908.2018.6.249-254.
15. Sadrtidinov R.A., Rybalko V.G., Novgorodov D.V. Peculiarities of the development of stress-corrosion cracking on a pipeline section from the results of repeated in-tube nondestructive testing. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 2012, vol. 48, no. 7, pp. 411–417. DOI: 10.1134/S1061830912070078.
16. Khoroshikh A.V., Kremlev V.V., Surkov Yu.P., Rybalko V.G., and Vaulin S.L. Monitoring stress corrosion cracking in a working gas pipeline. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 1999, vol. 35, no. 7, pp. 517–522.
17. Butusov D.S. *Diagnostika oborudovaniya i truboprovodov KS: sbornik* [Diagnosics of Equipment and Pipelines for the Compressor Stations]. OAO Gazprom Publ., 2013. (In Russian).
18. Karpov S.V. Complex studies of stress corrosion cracking of pipe metal. In: *Proceedings of the 2nd Nauchno-prakticheskiy seminar «Povysheniye nadezhnosti magistralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem»* [Increasing the Reliability of Gas Trunk Lines Subject to Stress Corrosion Cracking]. Moscow, OOO Gazprom VNIIGAZ Publ., 2016. (In Russian).

Подана в журнал: 22.10.2019



УДК 620.179.143



DOI: 10.17804/2410-9908.2019.6.068-076

## ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ НА ГАЗОПРОВОДАХ-ШЛЕЙФАХ

Д. В. Новгородов<sup>а)</sup>\*, В. Г. Рыбалко<sup>б)</sup>

*Институт физики металлов им. М.Н. Михеева УрО РАН,  
д. 18, ул. С. Ковалевской, 620108, г. Екатеринбург, Российская Федерация*

а)  <https://orcid.org/0000-0002-5151-8710>  danil\_@inbox.ru;

б)  <https://orcid.org/0000-0003-4045-8967>  rybalco@imp.uran.ru

\* Ответственный автор. Электронная почта: danil\_@inbox.ru

Адрес для переписки: ул. С. Ковалевской, 18, Екатеринбург, 620108, Российская Федерация

Объектом исследования служили газопроводы-шлейфы и подземные газопроводы компрессорных станций, подверженные повреждаемости механизмом коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Отмечены факторы технологического и эксплуатационного характера, определяющие условия развития процесса КРН на действующих газопроводах. Исследованы дефекты длительного периода роста. Установлено, что в процессе эксплуатации развитие дефектов может прекратиться, но под действием повышенных нештатных нагрузок повторно страгиваются. Возможными причинами развития трещин являются сезонные подвижки грунта, ремонтные работы и другие факторы, вызывающие перегрузки в вершинах стабильных трещин. Предложено решение для повышения надежности эксплуатации трубопроводов путем контроля стабильности напряженного состояния на отдельных участках.

**Ключевые слова:** газопровод, напряженное состояние, коррозионное растрескивание, трещины, перегрузка, развитие дефекта, мониторинг.

### 1. Введение

По статистике, за последние 25 лет в более чем 60 % случаев аварийное разрушение на газопроводах произошло по причине КРН [1, 2]. За последние 2–3 года аварийные разрушения на линейной части газопроводов, они значительно снизилось [2, 3] за счет своевременного выявления опасных дефектов при проведении внутритрубной диагностики (ВТД). Однако шлейфы от узла подключения до компрессорной станции (КС) и подземные трубопроводы КС, на которых выполнение ВТД возможно только с применением роботизированных комплексов, количества которых недостаточно для регулярного контроля, все еще остаются в зоне повышенного риска [4]. На КС постоянно присутствует обслуживающий персонал, из-за чего риск человеческих жертв при аварийном разрушении многократно увеличивается. Развитие процессов КРН на трубопроводах шлейфах и подземных трубопроводах КС имеет свою специфику. В статье рассмотрены некоторые особенности развития этого вида повреждаемости.

При исследованиях особенностей развития трещин КРН, обнаруженных на трубопроводах компрессорных станций, установлен факт нестабильности напряженного состояния – возникновения перегрузки на участке газопровода в результате повторного страгивания и развития стабилизированных трещин КРН [5, 6]. Оценить правомерность сделанных заключений с помощью прямых экспериментов по влиянию уровня напряжений на развитие процесса КРН достаточно трудно. Поэтому для проверки выдвинутых предположений в работе был проведен анализ особенностей развития трещин КРН, обнаруженных при выполне-

нии внутритрубной дефектоскопии на выходном шлейфе компрессорной станции на наружной поверхности труб ДУ 1000.

## 2. Материалы и методика исследования

Материалом исследования была выбрана одношовная труба  $\varnothing 1020 \times 13,4$  мм из стали типа 09Г2С класса прочности К60 вырезанная с выходного шлейфа 1981 г. постройки. Оценка общего структурного состояния проводилась на поперечных шлифах. Шлиф подготавливался механической шлифовкой с последующей полировкой на окиси хрома. Травление производили в 5 % спиртовом растворе  $\text{HNO}_3 + 3\text{HCl}$ , анализ структуры – металлографическим методом с использованием оптических микроскопов «NEOPHOT-32» (CARLZEISS JENA) и «Цитоваль» после травления. Растровую микроскопию поверхности трещины выполняли на микроскопе «БС-301».

Для визуализации картины распределения трещин на поверхности выполнена магнитопорошковая дефектоскопия с помощью набора материалов Helling и электромагнита УМ-10. Оценку глубины трещин проводили с помощью вихретокового дефектоскопа ВК-1. Для оценки фактической глубины было выполнено поперечное сечение и произведено измерение на инструментальном микроскопе БМИ.

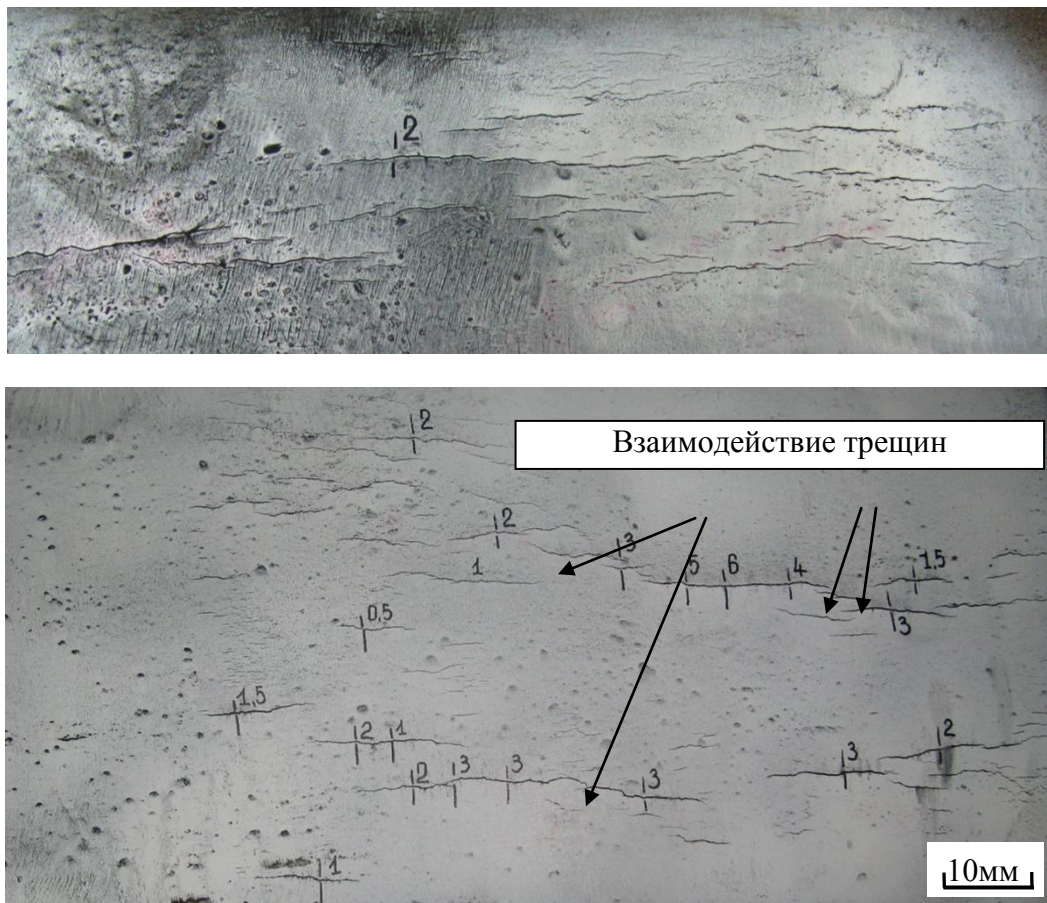


Рис. 1. Трещины КРН на участке трубы выходного шлейфа КС с признаками взаимодействия и объединения; цифрами указана глубина трещин в отдельных точках

Дефектные области с КРН на изучаемых фрагментах труб представляют области размером около 100 мм в кольцевом направлении и до 300 мм в продольном направлении. Преимущественная ориентация единичных трещин продольная и их средняя длина соответствует 25 мм (рис. 1). Трещины большей длины (до 75 мм) образованы в результате объединения коротких трещин. Взаимодействие трещин между собой, выраженное в виде



взаимонаправленного расположения линий отдельных трещин, дает возможность считать дефектную область одним дефектом [7] длиной до 300 мм. Такое представление протяженности дефекта очень значимо для оценки опасности, которая проводится с учетом длины и глубины трещины.

### 3. Результаты и их обсуждение

Результат металлографического исследования показал, что металл труб имеет феррито-перлитную структуру с точечными выделениями структурно-свободного цементита (рис. 2), характерную для низколегированной малоперлитной стали после контролируемой прокатки с медленным охлаждением от температуры окончания прокатки [9].

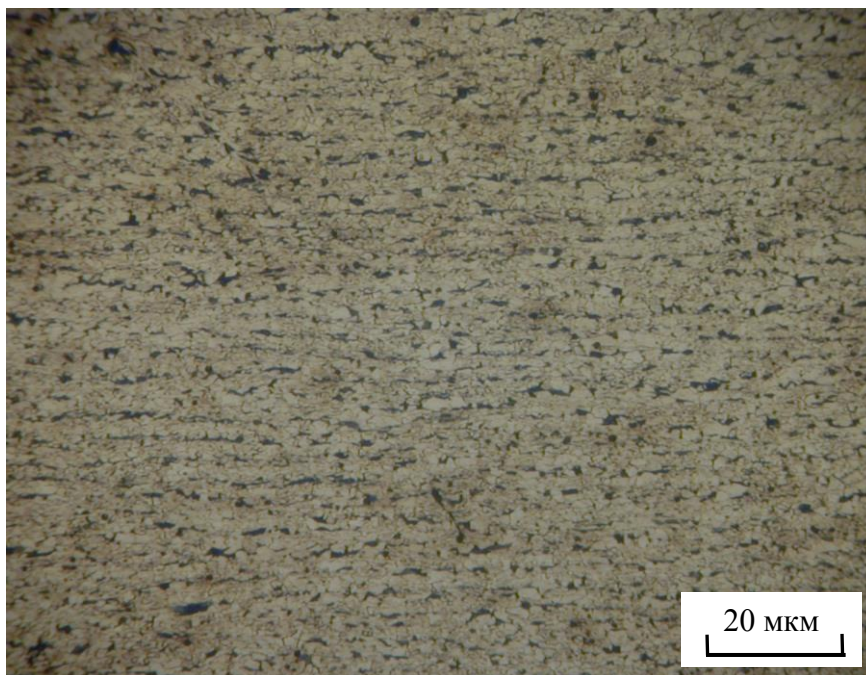


Рис. 2. Структурное состояние металла трубы (поперечный шлиф)

Специфической особенностью материала исследуемых труб является неравномерная загрязненность металла мелкими (1–3 мкм) неметаллическими коррозионно-активными включениями типа композиций на основе алюминатов кальция и сульфидов марганца с оторочкой из сульфида кальция, которые могли служить центрами образования питтингов [10, 11]. В этом плане трубный металл не отличается от металла, используемого для труб на линейных участках магистральных газопроводов, где обнаруживаются дефекты КРН [12].

Обследование поверхности труб, выполненное дефектоскопом, показало, что глубина трещин КРН по оценкам достаточно существенна и на двух разных соседних трубах максимально составляла 6 мм, то есть около 50 % толщины стенки трубы. Контрольное сечение стенки поперек трещины глубиной 6мм позволило уточнить ее фактическую глубину, которая составила 6,3 мм, то есть практически совпала с данными дефектоскопии.

График зависимости между длиной и глубиной трещин, обнаруженных на выходном шлейфе КС, представлен на рис. 3 (рассматривались трещины глубиной от 1 мм и глубже), где видно, что соотношение между длиной и глубиной трещин имеет четкую зависимость – чем длиннее трещина, тем она глубже. Это означает, что имел место процесс объединения трещин, в результате чего происходило повышение напряжений в вершине и раскрытия берегов трещин. Однако, количество «глубоких» трещин всего около 3–5 % от общего количества трещин на рассматриваемой трубе. Следовательно, процесс объединения в данном случае – это неравномерное достаточно дискретное событие, в результате которого отдельные

трещины получили возможность дальнейшего развития в глубину. Таким событием, способствовавшим объединению трещин, могло послужить возникновение дополнительной не-проектной нагрузки на трубопровод.

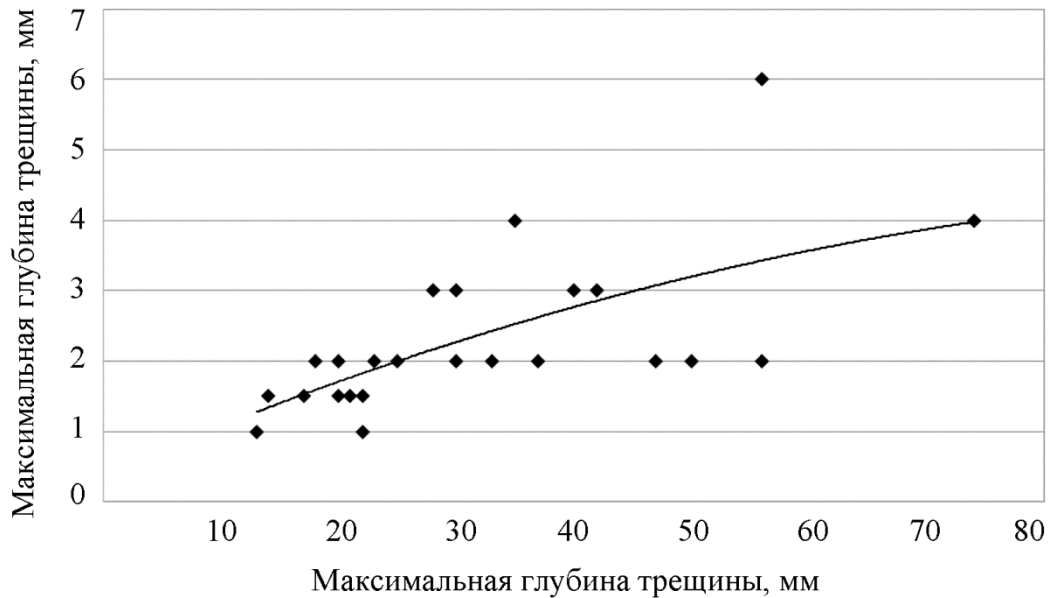


Рис. 3. Соотношение между длиной и глубиной трещин КРН, обнаруженных на наружной поверхности стенки трубы выходного шлейфа КС

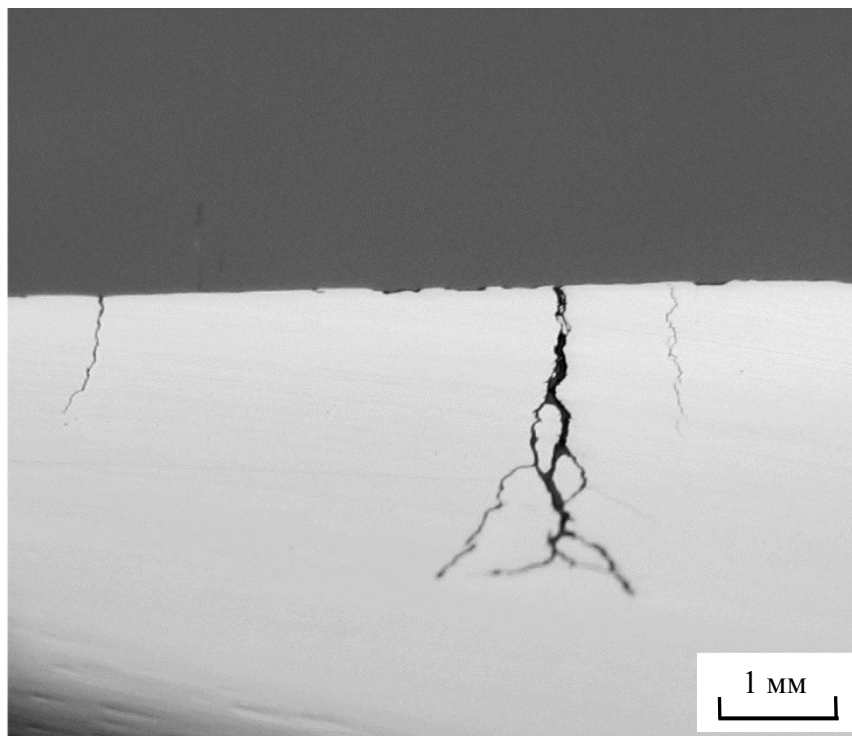


Рис. 4. Раскрытие берегов трещин КРН вследствие длительной коррозии, ветвление трещин

Металлография поперечного сечения стенки трубы показала, что в развитии трещины в глубину наблюдается в несколько этапов. Первоначальный рост происходит преимущественно в перпендикулярном от поверхности направлении на глубину до 2–3 мм, характерный для коррозионного растрескивания труб под действием среды и растягивающих кольце-

вых напряжений от внутритрубного давления, затем её ветвление (рис. 4). Ветвление трещин начинается от глубины 2 мм и происходит изменением направления их траектории роста на  $45^\circ$  в одну или обе стороны на глубину 0,5–2 мм, затем происходит возврат направления роста

в положение, нормальное к наружной поверхности трубы. Изменение направлений траектории роста трещины однозначно указывает о преобразовании действующих усилий на трубу – возникновении непроектной повышенной нагрузки, вызвавшей течение металла в вершине трещины и последующий ее рост в направлении течения; возврат к нормальной ориентации, обусловленной действием кольцевых напряжений от внутреннего давления, после прорастания трещиной зоны деформации от повышенной нагрузки [14].

Расчетная глубина трещины, при которой начинается течение металла от действия рабочего внутритрубного давления, должна быть не менее 6 мм. Поэтому появление выраженного ветвления относительно неглубоких трещин (2 мм) может быть вызвано только одним фактором – действием непроектной нагрузки (перегрузки) на участке газопровода. Указанная траектория роста трещин – ветвление неглубоких (около 2 мм) трещин, обнаружена на вырезанных образцах, принадлежащих разным трубам на одном участке шлейфа. Общность в поведении трещин, расположенных на разных трубах, подтверждает вывод о возможно имевшей место перегрузке участка шлейфа.

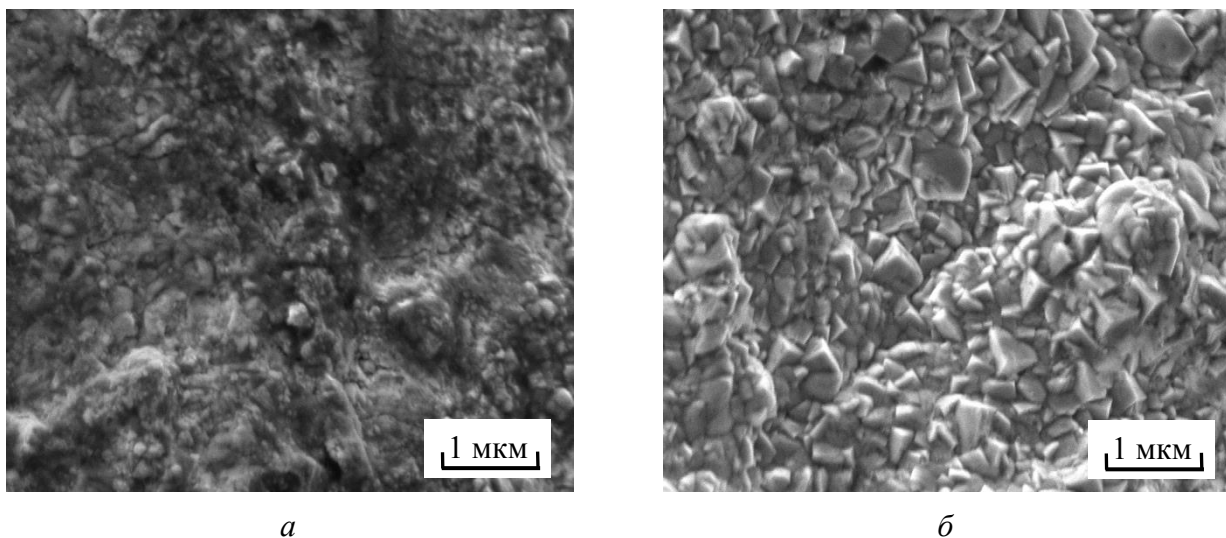


Рис. 5. Топография излома стенки трубы с трещинами КРН: *a* – коррозионные повреждения поверхности излома при длительном воздействии среды; *б* – участок структурно-чувствительного рельефа перед зоной долома

В процессе изучения наиболее глубоких дефектов было установлено, что трещины подвергались длительному коррозионному воздействию, в результате чего произошло значительное увеличение раскрытия берегов трещины (рис. 5). Этот факт указывает на то, что трещины довольно продолжительное время находились в устойчивом состоянии. Таким образом, можно утверждать, что для дефектов КРН глубиной до 6мм, образовавшихся на трубах, соответствующих требованиям к трубам шлейфов подключения, имеются условия стабилизации и остановки развития трещины. Тем не менее, в вершине трещины можно видеть наклонные трещины с малым раскрытием, что означает появление активности и продолжение роста дефекта в глубину механизмом коррозионного растрескивания. Возможно, что страгивание и начало повторного развития трещины вызвано нестабильностью напряженного состояния трубопроводов.

Для оценки возможных причин и значимости фактора повышения скорости развития КРН – нестабильности напряженного состояния, была выполнена работа по длительному



контролю трещин КРН в условиях эксплуатации, с помощью стационарно установленных накладных датчиков магнитной анизотропии [15]. Датчики устанавливались на трех разных не связанных между собой участках газопровода над оставленными «мелкими» трещинами, обнаруженными в ходе обследований и ремонта газопровода в шурфах. В результате наблюдения установлено, что трубопровод испытывает сезонные изменения напряженно-деформированного состояния, которое в ряде случаев приводит к росту дефектов КРН [16–18].

Таким образом, нестабильность напряженного состояния, связанная с сезонными подвижками грунта, ремонтными работами либо другими факторами вызывает перегрузки в вершинах стабильных трещин и способствует их росту.

#### 4. Заключение

Нестабильность напряженного состояния имеет важное значение для развития трещин КРН. Выявление и наблюдение за пространственным положением трубопроводов шлейфов и подземных трубопроводов КС требует значительно меньше материально технических средств, чем ВТД, при этом позволяет выявить первоочередные участки для диагностики или проведения капитального ремонта. На действующих КС необходимо обеспечить контроль пространственного положения и мониторинг его стабильности, что позволит ранжировать участки по степени перегрузки, как одного из факторов, провоцирующего развитие КРН.

#### Благодарность

*Работа выполнена в рамках государственного задания ФАНО России (тема «Диагностика», № АААА-А18-118020690196-3)*

#### Литература

1. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах / С. В. Савонин, А. В. Москаленко, А. В. Тюндер, С. Е. Князев, З. А. Арсентьева // Нефть и Газ Сибири. – 2015. – № 4 (21).
2. URL: [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/) (дата обращения: 13.08.2019).
3. Анализ аварий и несчастных случаев на объектах газового надзора : уч. пособие / Б. А. Красных, В. Ф. Мартынюк, Т. С. Сергиенко, А. А. Сорокин, А. А. Феоктистов. – Москва : ООО «Анализ опасностей», 2003. – С. 320.
4. Ворончихин С. Ю., Самокрутов А. А., Седелев Ю. А. Оценка технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров // Вести газовой науки : научно-технический сборник. – 2016. – № 3 (27). – С. 120–130.
5. Novgorodov D. V., Rybalko V. G., Shleenkov A. S. The stress state instability factor and its effect on the growth of stress corrosion cracking defects // *Diagnostics, Resource and Mechanics of materials and structures*. – 2018. – Iss. 6. – P. 249–254. – DOI: 10.17804/2410-9908.2018.6.249-254. – URL: [http://dream-journal.org/DREAM\\_Issue\\_6\\_2018\\_Novgorodov\\_D.V.\\_et\\_al.\\_249\\_254.pdf](http://dream-journal.org/DREAM_Issue_6_2018_Novgorodov_D.V._et_al._249_254.pdf)
6. Estimating the probability of the propagation of stress corrosion cracks in compressor station pipelines / Yu. P. Surkov, V. G. Rybalko, D. V. Novgorodov, A. Yu. Surkov, R. A. Sadrtidinov, V. B. Geitsan // *Russian Journal of Nondestructive Testing*. – 2010. – Vol. 46, iss. 6. – P. 458–467. – DOI: 10.1134/S1061830910060094.
7. Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах / А. С. Болотов, В. Н. Розов, А. К. Коатес, Г. Г. Васильев, В. И. Клепин // Газовая промышленность. – 1994. – № 6. – С. 12–14.
8. Бугров Ю. В., Процив Ю. В. Металловедение и термомеханическая обработка специальных сталей и сплавов : комплекс учебно-методических материалов / Нижегород. гос. техн. ун-т им. П. Е. Алексеева. – Н. Новгород, 2011. – 130 с.



9. Влияние исходного состояния на структуру стали 10Г2Фб после деформационно-термической обработки / В. П. Горбатенко, А. В. Лукин, А. П. Митьев, Ж. Ю. Данилова // Обработка материалов давлением : сб. научных трудов. – Краматорск : ДГМА, 2012. – С. 162–165.
10. Казанков А. Ю. Влияние структурных особенностей углеродистых и низколегированных сталей на их коррозионную стойкость в водных средах : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 03.11.16. – Москва, 2016.
11. Семернин Г. В. Исследование и разработка эффективных технологий ковшовой обработки сталей для труб нефтепромыслового назначения : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.16.02. – Москва, 2012. – С. 28
12. Родионова И. Г., Бакланова О. Н., Зайцев А. И. О роли неметаллических включений в ускорении процессов локальной коррозии нефтепромысловых трубопроводов из углеродистых и низколегированных сталей // *Металлы*. – 2004. – № 5. – С. 13–19.
13. Leksowskij A. M., Baskin B. L. Some aspects of nucleation and evolution of microscopic and mesoscopic cracks and quasi-brittle fracture of homogeneous materials // *Physics of the Solid State*. – 2011. – Vol. 53, no. 6. – P. 1157–1168. – DOI: 10.1134/S1063783411060199.
14. Novgorodov D. V., Rybalko V. G., Shleyenkov A. S. The stress state instability factor and its effect on the growth of stress corrosion cracking defects // *Diagnostics, Resource and Mechanics of materials and structures*. – 2018. – Iss. 6. – P. 249–254. – DOI: 10.17804/2410-9908.2018.6.249-254.
15. Sadrtidinov R. A., Rybalko V. G., Novgorodov D. V. Peculiarities of the development of stress-corrosion cracking on a pipeline section from the results of repeated in-tube nondestructive testing // *Russian Journal of Nondestructive Testing*. – 2012. – Vol. 48, no. 7. – P. 411–417. – DOI: 10.1134/S1061830912070078.
16. Monitoring stress corrosion cracking in a working gas pipeline / A. V. Khoroshikh, V. V. Kremlev, Yu. P. Surkov, V. G. Rybalko, and S. L. Vaulin // *Russian Journal of Nondestructive Testing*. – 1999. – Vol. 35, no. 7. – P. 517–522.
17. Бутусов Д. С. Анализ дефектов, выявленных при диагностических обследованиях компрессорных станций и подключающих шлейфов // *Диагностика оборудования и трубопроводов КС* : сборник. – ОАО Газпром, 2013.
18. Карпов С. В. Комплексные исследования коррозионного растрескивания металла труб под напряжением // *Материалы II Научно-практического семинара «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением»*, п. Развилка, 2016. – Москва : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016.