

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛУБИНЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ВНЕШНИМ ПАРАМЕТРАМ

А. В. Афанасьев, А. А. Мельников, Д. В. Савин, Д. В. Жуков, М. И. Васьков

На текущий момент по причине развития дефектов стресс-коррозии (коррозии под напряжением, далее КРН) на магистральных газопроводах (МГ) Единой системы газоснабжения (ЕСГ), принадлежащей ПАО «Газпром», происходит более трети (36 %) аварий. В то же время вместе с совершенствованием средств диагностики с каждым годом растет количество вновь выявляемых дефектов КРН на объектах ЕСГ. По оценке экспертов, существующий тренд направлен на увеличение числа обнаруживаемых дефектов. Трещины КРН различной глубины выявлены более чем на миллионе трубных секций и с большой вероятностью будут выявлены дополнительно при ближайших обследованиях. Развитие системных методов борьбы с негативными проявлениями стресс-коррозии (идентификация, оценка и целенаправленное удаление критических дефектов, тех, которые могут в обозримом будущем привести к аварии, ремонт изоляции на остальных дефектных участках) является актуальной задачей. Целью данной работы является определение параметров, позволяющих оценить глубину трещин. В работе рассмотрены материалы, полученные при обследовании и ремонте участка линейной части МГ. Исследования проводились методами неразрушающего контроля, металлографическими методами и средствами электронной микроскопии. Описана связь между геометрическими параметрами дефектов, которая позволяет проводить оценку глубины трещин по внешним параметрам. Проведено моделирование методом конечных элементов трещин в стенке трубопровода, нагруженного внутренним давлением.

Ключевые слова: стресс-коррозия; неразрушающий контроль; электронная микроскопия; выявляемые геометрические параметры трещин; ширина раскрытия трещин; глубина дефекта; метод конечных элементов; моделирование полуэллиптической трещины; изменение раскрытия стресс-коррозионных трещин.

В мировой практике транспортировки природного газа по трубопроводам стресс-коррозия (далее КРН) имеет наибольший удельный вес среди всех остальных причин аварий [1–3]. В то же время вместе с совершенствованием средств диагностики на объектах ЕСГ с каждым годом растет количество вновь выявляемых дефектов КРН. Так, если ранее методами внутритрубной дефектоскопии (ВТД) магнитными снарядами выявлялось около 2000 дефектов КРН в год, то сейчас, с применением электромагнитоакустических снарядов (ЭМА), этот показатель доходит до 10000 дефектов в год [4]. Большое количество дефектов КРН выявляется методами неразрушающего контроля (НК) в шурфах и при капитальном ремонте. При этом абсолютное большинство выявленных всеми методами контроля дефектов (почти 92 %), имеют измеренную глубину менее 10 % от толщины стенки трубы [5, 6]. По оценке экспертов, существующий тренд направлен на увеличение числа обнаружива-

емых дефектов. Трещины КРН различной глубины выявлены более чем на миллионе трубных секций и с большой вероятностью будут выявлены дополнительно при ближайших обследованиях [7, 8, 9].

Замена даже небольшой части таких трубных секций приведет к снижению общего объема капитального ремонта линейной части ЕСГ за счет повышения количества ремонтов локальных участков [10, 11, 12]. При этом степень опасности дефектов, глубина которых не превышает 10–15 % толщины стенки трубы, при условии ограничения к ним доступа коррозионной среды многими исследователями определяется как незначительная [13, 14]. Существуют методы ремонта полимерной изоляции трубопроводов, которые на протяжении длительного времени не позволяют трещинам развиваться и угрожать надежности МГ [15, 16]. Однако методов точной оценки глубины трещин КРН на данный момент не разработано, а факторы, влияющие на распределение дефектов КРН на про-

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛУБИНЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ВНЕШНИМ ПАРАМЕТРАМ

тяженных участках при проведении капитального ремонта, не всегда рассматриваются системно. Комплексное влияние технологических и металлургических факторов на распространение и развитие дефектов КРН участка капитального ремонта рассмотрено в работе [17]. Для подробного анализа эксплуатационных факторов и отбора образцов был выбран участок МГ протяженностью 25 км.

Развитие системных методов борьбы с негативными проявлениями стресс-коррозии в виде аварий (идентификация, оценка и целенаправленное удаление только тех дефектов, что могут в обозримом будущем привести к аварии), является актуальной задачей для инжиниринга нефтегазовой отрасли.

Целью данного исследования является определение параметров и характеристик, по которым можно оценить глубину трещин.

Основным критерием выбора участка являлась возможность последующего объективного контроля технического состояния: вырезка труб, полное обследование и переизоляция (рисунок 1).



Рисунок 1 – Исследуемый участок трубопровода

Исследовались двухшовные трубы Ду 1400 с толщиной стенки 15–17,5 мм, изготовленные методом контролируемой прокатки из стали 09Г2С.

Для создания механизма оценки глубины трещин КРН при помощи прямых замеров их внешних проявлений из отбракованных труб было отобрано 15 образцов, выделено и описано 157 трещин (рисунок 2).



Рисунок 2 – Примеры образцов, содержащих трещины КРН, отобранные из газопровода

Поверхность образцов полировалась, выбирались наиболее крупные трещины

в колонии, измерялась их длина и ширина. После этого образец разрезался и проводился контроль глубины трещин методом прямого замера на поперечном шлифе.

Шлифы и раскрытые коррозионные трещины исследовались методами электронной микроскопии и микрорентгеноспектрального анализа.

Фрактографический и микроскопический анализ поверхности трещин в образцах проводился на растровом электронном микроскопе TESCAN с программным обеспечением VEGA при увеличениях до 4 тыс. крат. Идентификация характера разрушения по рельефу поверхности проводилась в соответствии с [18]. Общий вид сканирующего электронного микроскопа TESCAN VEGA SBH Easy Probe и энергодисперсионной приставки INCAx-act фирмы OXFORD показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид сканирующего электронного микроскопа TESCAN VEGA SBH Easy Probe

Большинство (более 92 %) обнаруженных дефектов имеют глубину менее 10 % от толщины стенки трубы, что ниже порога выявляемости магнитных внутритрубных снарядов. Поэтому необнаруженные дефекты КРН могут присутствовать на других участках газопровода, а обследование более совершенными внутритрубными снарядами или НК в шурфах (например, при переизоляции) с большой вероятностью их выявит.

Замер ширины раскрытия проводился с точностью $\pm 0,01$ мм. При этом абсолютная предельная погрешность соотношения составит от $-0,0146$ до $+0,017$ мм, относительные погрешности $\delta_1 = 28$ %, $\delta_2 = 24$ %.

По результатам исследований установлено, что между основными внешними параметрами существует зависимость. Длина трещины относится к ширине трещины как 10:1, а ширина к глубине как 0,06:1 (далее – параметр К). Так, при глубине 1-1,5 мм шири-

на раскрытия составляет 0,06 мм; при глубине 2-2,5 мм ширина раскрытия составляет 0,12 мм (рисунок 4 а, б).

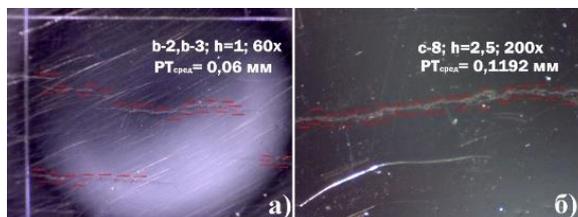


Рисунок 4 – Микроисследования шлифов трещин

Для разработки основных подходов методики определения глубины дефектов КРН по внешним проявлениям был опробован метод конечно-элементного моделирования.

Согласно расчетной методике, постановка задачи подразумевает моделирование поверхностных трещиноподобных дефектов на трубах под давлением. Традиционно в отечественной и зарубежной практике при отсутствии полноты информации о дефекте, а также для упрощения расчетных методик дефекты КРН принято аппроксимировать трещиной симметричной полуэллиптической формы. Такая модель трещины является двухпараметрической, где геометрия описывается двумя размерами – длинами полуосей эллипсов, образующих трещину (рисунок 5). Расчетную схему дефекта можно составить, зная лишь его длину и глубину.

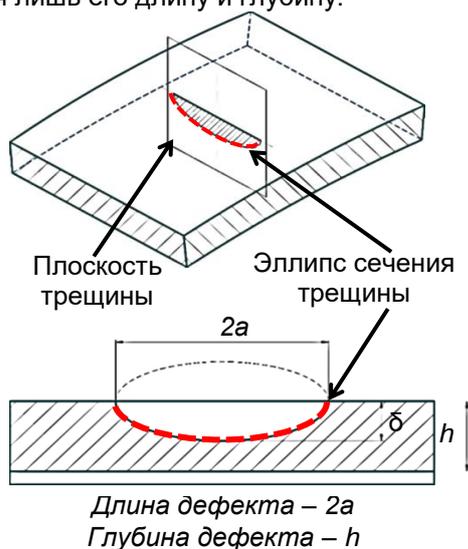


Рисунок 5 – Модель симметричной полуэллиптической трещины

Данная модель трещины широко распространена и имеет примеры автоматизации. Так, в современной версии программно-

го комплекса Ansys существует специализированный модуль (Semi-Elliptical Crack), позволяющий параметрически генерировать дефекты трещин. Однако при такой постановке предполагается отсутствие раскрытия трещины в начальный момент времени, что не отвечает требованиям проектирования и не соответствует задачам оценки и мониторинга имеющихся дефектов в уже построенных газопроводах.

Для рассмотрения трещин с имеющимся начальным раскрытием использована доработанная модель симметричной полуэллиптической трещины (рисунок 6).

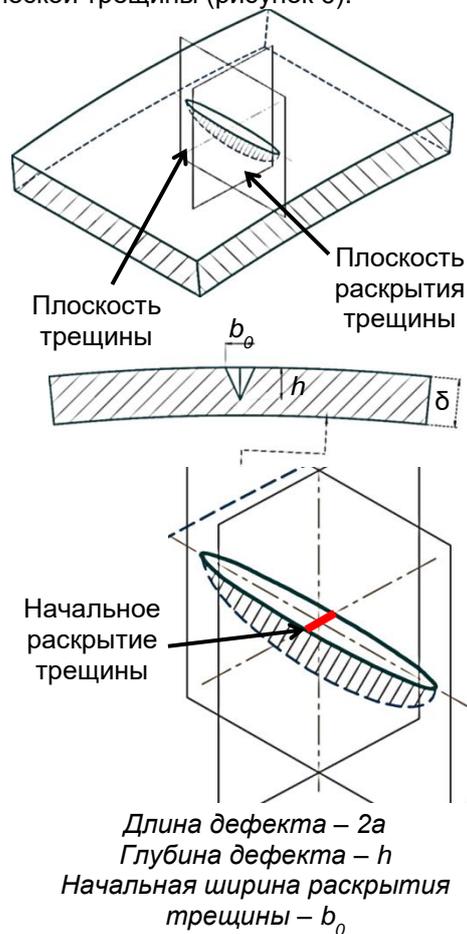


Рисунок 6 – Модель симметричной полуэллиптической трещины с заданным значением начального раскрытия

Геометрия трещины создавалась вручную с необходимым значением начального раскрытия. Рабочая плоскость и поперечное сечение трещины в плоскости ее раскрытия представляют собой полуэллипсы. Сетка конечных элементов искусственно сгущена в области воздействия трещины на тело трубы. Конечно-элементная модель сегмента

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛУБИНЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ВНЕШНИМ ПАРАМЕТРАМ

трубы с трещиной включала в среднем от 85 до 300 тысяч элементов различного порядка.

В расчетах использованы следующие граничные условия: начальное отношение ширины раскрытия трещины и ее глубины регулировалось параметром K со значением 0,06; геометрия дефекта описана математической моделью симметричной полуэллиптической трещины с начальным раскрытием; трещины с различными сочетаниями параметров размещались на сегменте трубопровода диаметром 1420 мм с толщиной стенки 17,5 мм; условия симметрии задавались по граничным поверхностям сегмента трубы; в качестве основной нагрузки использовалось приложенное на внутреннюю поверхность сегмента трубы постоянное значение внутреннего давления.

В расчетах варьировались следующие параметры: рассматривались трещины от 5 до 75 мм в длину с шириной начального раскрытия от 0,1 до 1,0 мм; глубина трещины, связанная с начальной шириной раскрытия (параметром K), изменялась в пределах от 1,67 до 16,67 мм; внутреннее давление, прикладываемое к поверхности сегмента трубы, принимало значение от 3,9 до 7,4 МПа.

Моделирование развития и роста трещины с течением времени при постановке расчетной задачи не учитывалось. В то же время анализировалась величина «дораскрытия» трещины от текущего давления в статической постановке.

Измерение ширины итогового раскрытия рассматриваемых трещин проводилось через анализ положения датчиков – контрольных узлов, размещенных в центральном сечении трещины (рисунок 7).

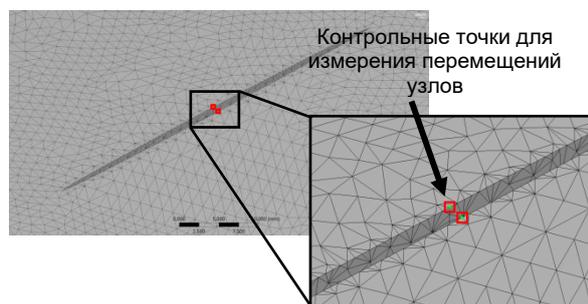


Рисунок 7 – Схема измерения итоговой величины раскрытия трещины

Согласно массиву изменяемых параметров, для каждого значения внутреннего давления в газопроводе составлена матрица численных экспериментов.

Из анализа полученных результатов установлено, что с увеличением внутреннего давления итоговое раскрытие трещины возрастает, трещина раскрывается более интенсивно. Так, для трещины глубиной 11,2 мм прирост раскрытия трещины от давления 7,4 МПа по сравнению с отсутствием давления составляет 0,12 мм (рисунок 8).

Параметр K , связывающий значение раскрытия трещины и ее глубину, при увеличении давления в трубе также возрастает по полиномиальному закону (рисунок 9).

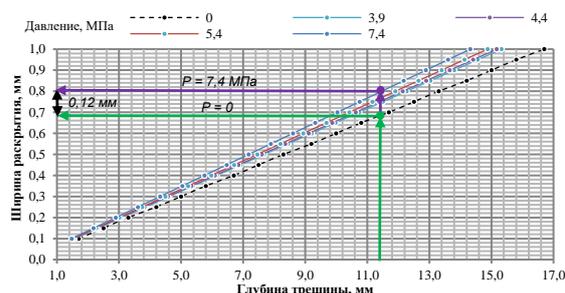


Рисунок 8 – Зависимость ширины раскрытия трещины от ее глубины для трещины длиной 50 мм

Морфология выявленных дефектов соответствует современным представлениям о дефектах КРН: дефекты, идентифицированные как трещины на дне коррозионных язв, группируются в колонии, по мере роста ориентируются вдоль оси трубы и ветвятся по сечению, а также имеют тенденцию к слиянию.

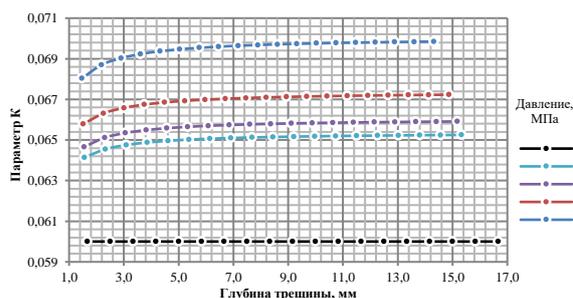


Рисунок 9 – Зависимость параметра K от глубины трещины для трещины длиной 50 мм

Выявленные зависимости параметров трещин необходимо уточнить на объемной статистической выборке, а также связать при помощи математического аппарата с иными поддающимися оценке факторами. Это позволит более достоверно подойти к описанию роста трещины и процессов ее распространения. В свою очередь, создание математи-

ческой модели трещины, сочетающей в себе результаты реальных испытаний, большой объем статистических данных и алгоритмы компьютерного моделирования, позволит более точно подойти к оценке остаточного ресурса труб с дефектами КРН при заданных нагрузках и условиях. Использование описанных методов и подходов при всесторонней оценке труб с дефектами КРН также позволит значительно повысить безопасность повторного использования труб при капитальном ремонте линейной части МГ ЕСГ.

С 2013 г. в ООО «Газпром трансгаз Самара» применяется разработанная и запатентованная методика оценки статической прочности участков ЛЧ МГ с поверхностными дефектами в виде стресс-коррозионных трещин, а также программное обеспечение для автоматизации расчетов, имеющее свидетельство о государственной регистрации. Использование оценки внешних параметров при определении глубины трещин в дополнение к приборным методам неразрушающего контроля позволит более точно выполнять оценку опасности стресс-коррозионных дефектов. Организации, эксплуатирующей газопровод, рекомендуется учитывать результаты данной работы при составлении планов ремонтных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алимов, С. В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии [Текст] / С. В. Алимов, А. Б. Арабей, И. В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 5 (724). – С. 10-15.
2. Cheng, Y. E. Stress corrosion of pipeline / Y. F. Cheng. – 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 № NWMO TR-2010-21/ F. King. – Toronto, Canada: NWMO, 2010. – 34 p.
4. Михайлов, А. И. Обнаружение, идентификация и оценка глубины стресс-коррозии с использованием комбинированных магнитоакустических внутритрубных дефектоскопов [Электронный ресурс] // А. И. Михайлов – URL: http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/11_vniigaz_ssc_2017_mihailov.pdf (Дата обращения: 16.10.2017).
5. Stress corrosion cracking of pipeline steel in near-neutral pH environment / I. Ryakhovskikh [et al.]. – Proceedings of Materials Science & Technology 2014. October 12-16, 2014, Pittsburgh, PA, USA.
6. Perlovich, Y.A., Krymskaya O.A., Isaenkova M.G., Morozov N.S., Fesenko V.A., Ryakhovskikh

I.V., Esiev T.S. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 10, Development, Production and Application. Сер. "10th International School-Conference on Materials for Extreme Environment: Development, Production and Application, MEEDPA 2015" – 2016. – С. 012009.

7. Zaitsev, A.I., Rodionova I.G., Baklanova O.N., Udod K.A., Esiev T.S., Ryakhovskikh I.V. Structural factors governing main gas pipeline steel stress corrosion cracking resistance. - Metallurgist. 2013. Т. 57. № 7-8. С. 695-706.

8. Linton, V. Strategies for the repair of stress-corrosion cracked gas transmission pipelines: assessment of the potential for fatigue failure of dormant stress-corrosion cracks due to cyclic pressure service/ V. Linton, E. Gamboa, M. Law // Journal of pipeline engineering. – 2007. – V. 6. - № 4. P. 207 – 217.

9. Marewski, U. UKOPA/GP/009. Near neutral pH and high pH stress corrosion cracking: industry good practice guide/ U. Marewski, M. Steiner. – Ambergate, Derbyshire: UK onshore pipeline operators' association, 2016.

10. Gintten, M. An integrated approach to the integrity management of stress corrosion cracking in pipelines: a case study/ M. Gintten, T. Penney, I. Richardson et al. // Proc. of Rio Pipeline Conference & Exposions, September 24-26, 2013. – 2014.

11. Исследования возможности длительной эксплуатации труб с незначительными стресс-коррозионными повреждениями [Текст] / А. Б. Арабей, О. Н. Мелёхин, И. В. Ряховских, Р. И. Богданов, П. В. Абросимов, М. Штайнер, У. Маревски // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 3 (27). – С. 4-11.

12. Исследования геометрических параметров и особенностей расположения стресс-коррозионных повреждений на магистральных газопроводах [Текст] / Р. В. Агинеи, С. С. Гуськов, В. В. Муссонов, Р. А. Садртдинов, В. А. Лапин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 3 (27). – С. 102-107.

13. Bogdanov, R. I., Marshakov A. I., Ignatenko V. E., Ryakhovskikh I. V., Bachurina D. M. Effect of hydrogen peroxide on crack growth rate in X70 pipeline steel in weak acid solution // Corrosion Engineering Science and Technology, 2017 V. 52, No. 4, P. 294–301.

14. Chen, W. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen/ W. Chen, R. Kania, R. Worthingham et al.// Acta Materialia. – 2009. – V. 57. - № 20. – P. 6200 – 6214.

15. Arabey, A.B. Studying the Possibility of Long-Term Operation of Pipes with Insignificant SCC// Arabey A.B., Melekhin O.N., Burutin O.V., Ryakhovskikh I.V., Bogdanov R.I., Abrosimov P.V., Steiner M., Marewski U. 3R, no. 01-02, pp. 104-110, 2017.

16. Perlovich, Y., Krymskaya O., Isaenkova M., Morozov N., Fesenko V., Ryakhovskikh I., Esiev T. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes. – Materials Science Forum ISSN: 1662-9760, Vol. 879, pp 1025-

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛУБИНЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБ
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ВНЕШНИМ ПАРАМЕТРАМ

1030 doi:10.4028/www.scientific.net/MSF.879.1025
(2017).

17. Afanasyev, A. V. The Analysis of the Influence of Various Factors on the Development of Stress Corrosion Defects in the Main Gas Pipeline Walls in the Conditions of the European Part of the Russian Federation [Электронный ресурс] // A. V. Afanasyev, A. A. Mel'nikov, S. V. Kononov, M. I. Vaskov URL: <https://www.hindawi.com/journals/ijc/2018/1258379/> (Дата обращения: 04.09.2018).

18. РД 50-672-88. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Классификация видов изломов металлов [Текст] – Введ. 1989-07-01. – М.: ВНИИ ГАЗ, 2010. – 56 с.

Афанасьев Алексей Викторович, аспирант Самарского университета им. С.П. Королева, e-mail: speleogad@list.ru.

Мельников Алексей Александрович, к.т.н., доцент преподаватель, Самарского университета им. С.П. Королева, e-mail: melnikov.alex@yandex.ru.

Савин Дмитрий Валерьевич, инженер инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Самара», d.v.savin@mail.ru.

Жуков Дмитрий Владимирович, аспирант Самарского университета им. С.П. Королева, dzetlab@yandex.ru.

Васьков Максим Игоревич, аспирант ООО «Газпром ВНИИГАЗ», vaskovmi@gmail.com.