

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ,  
ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

1  
2022

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 1 (50) / 2022

**Повышение надежности магистральных газопроводов,  
подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением**

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –  
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,  
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций  
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

Свидетельство  
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

*Б.А. Григорьев*, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора

*В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
*А.Е. Рыжов*, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

*М.А. Анисимов*, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США  
*Б.А. Сулейманов*, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия  
*В.Н. Баишкин*, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем  
почвоведения РАН  
*А.Н. Дмитриевский*, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН

Научный редактор

*И.В. Ряховских*, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Рецензенты

*С.Ю. Настич*, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
*С.Я. Бецоффен*, д.т.н., профессор, МАИ  
*А.И. Маршаков*, д.х.н., профессор, ИФХЭ РАН  
*А.Г. Ишков*, д.х.н., профессор, ПАО «Газпром»  
*Е.Г. Базулин*, д.т.н., НПЦ «ЭХО+»  
*О.В. Трифонов*, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
*А.С. Лопатин*, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
*Д.Е. Капуткин*, д.т.н., профессор, МГТУ ГА  
*А.М. Щипачев*, д.т.н., профессор, СПГУ

Над номером работали

Ответственный редактор  
Редактор  
Корректор  
Редактор перевода  
Верстка  
Дизайн

*Т.Г. Осияненко*  
*А.Я. Стефанова*  
*М.В. Бурова*  
*А.Я. Стефанова*  
*Н.А. Владимиров*  
*И.Ю. Белов*

Адрес редакции

142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,  
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:  
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73  
E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)  
[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 13.04.2022 г. Тираж 500 экз.  
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,  
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного  
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

## Слово редактора

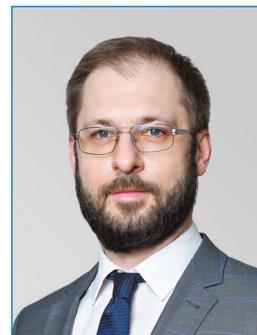
Надежность энергоснабжения и энергобезопасности страны – приоритетная стратегическая задача развития Российской Федерации. Ключевым инструментом достижения национальных интересов в данной сфере является уникальный и крупнейший в мире технологический объект – газотранспортная система ПАО «Газпром» (ГТС), обеспечивающая логистику углеводородов от месторождений природного газа до конечного потребителя.

В период активного строительства ГТС во второй половине прошлого века для обеспечения высоких темпов развития трубопроводного транспорта углеводородов Советский Союз вынужденно применял несовершенные по сегодняшним требованиям технологии производства труб и строительства магистральных газопроводов (МГ). Спустя двадцать-тридцать лет после ввода газопроводов в эксплуатацию это обусловило опасные инциденты на ГТС по причине коррозии труб и их коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), привело к увеличению рисков эксплуатации МГ с течением времени.

Для минимизации вышеуказанных негативных явлений в 1990-х гг. операторы крупных газотранспортных сетей мира, в том числе «Газпром», стали внедрять в практику эксплуатации периодическое техническое диагностирование газопроводов с использованием комплекса внутритрубных инспекционных приборов. По мере накопления диагностической информации о газопроводах возрастала потребность в анализе значительного массива данных о дефектах и особенностях, что требовало создания централизованных информационных систем поддержки принятия управленческих решений для рационального распределения финансовых средств на ремонт, эксплуатацию и техническое обслуживание газопроводов. В англоязычной практике такие системы получили название *pipeline integrity management systems (PIMS)*, отечественный аналог – Система управления техническим состоянием и целостностью ГТС (СУТСЦ ГТС).

В среднесрочной перспективе трубопроводный транспорт газа останется основой мирового газового рынка и гарантом энергетической безопасности нашей страны. Поэтому развитие СУТСЦ ГТС приобретает особую важность в разрезе решения актуальных задач предотвращения роста необоснованных издержек и снижения рисков возникновения аварий при эксплуатации газопроводов, а также реализации основных принципов и направлений государственной политики в области энергоэффективности, экологии и обращения с отходами.

Знания о феномене КРН и задачи повышения коммерческой эффективности эксплуатации ГТС являются фундаментом для перехода к новой высокотехнологичной концепции обеспечения надежности длительно эксплуатируемых МГ, базирующейся на инструментах мониторинга, прогнозирования и профилактики коррозионно-механического разрушения подземных трубопроводов. Российскими и зарубежными учеными проводятся активные исследования применимости современных МГ для транспортировки метано-водородной смеси. На законодательном уровне применительно к ремонту и санации протяженных участков газопроводов, подверженных КРН, созданы предпосылки к развитию малозатратных технологий, не требующих демонтажа труб и их восстановления в заводских условиях, которые обеспечат возможность использования в хозяйственной деятельности трубной металлопродукции с соответствующим остаточным ресурсом. Силами российских компаний развивается приборная база в области диагностирования, мониторинга и контроля



Начальник  
Корпоративного  
научно-технического  
центра управления  
техническим состоянием  
и целостностью  
производственных  
объектов ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ»  
к.т.н. И.В. Ряховских

технического состояния трубопроводов. Получают практическое применение в СУТЦ ГТС современные инструменты интеллектуального анализа данных, машинного зрения и технологии больших данных.

Материалы, вошедшие в сборник, были представлены на V Научно-практическом семинаре «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением», который состоялся в декабре 2020 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с участием 157 делегатов из 47 отечественных организаций и 4 зарубежных организаций – операторов трубопроводных сетей: CNPC Tubular Goods Researcher Institute (Китай), KOGAS (Южная Корея), Wintershall Noordzee B.V. (Германия), АО «Интергаз Центральная Азия» (Казахстан).

Издание будет интересно не только широкому кругу специалистов нефтегазовой, химической и металлургической промышленности, но и студентам, магистрантам и аспирантам нефтегазовых специальностей высших учебных заведений. Представленные в сборнике статьи могут использоваться для разработки программ повышения квалификации.

#### **В 38**

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 1 (50): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – 143 с. – ISSN 2306-8949.**

Сборник в составе 12 статей представляет собой панораму современных взглядов отечественных и зарубежных исследователей на механизмы образования и развития стресс-коррозии трубных сталей в околонейтральных электролитах, в том числе при адаптации действующих магистральных газопроводов к транспорту водорода. Материалы, вошедшие в сборник, были представлены на V Научно-практическом семинаре «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением», который состоялся в декабре 2020 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с участием 157 делегатов из 47 отечественных организаций и 4 зарубежных организаций – операторов трубопроводных сетей: CNPC Tubular Goods Researcher Institute (Китай), KOGAS (Южная Корея), Wintershall Noordzee B.V. (Германия), АО «Интергаз Центральная Азия» (Казахстан).

Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей вузов (в том числе может использоваться для разработки программ повышения квалификации).

**Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 1 (50): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, 143 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).**

Collected book consisting of twelve articles is a prospect of modern domestic and foreign views on origination and evolution of stress-corrosion cracking in pipe steels within the near-neutral electrolytes including pipeline transportation of hydrogen. These materials were represented in course of the V International scientific & technical seminar “Improvement of liability of main gas pipelines subject to stress corrosion cracking”, which took place in the Gazprom VNIIGAZ LLC on December 16–18, 2020 with participation of 157 delegates from 47 domestic and 4 foreign companies operating the pipeline nets. Among the foreign participants were the following: the CNPC Tubular Goods Researcher Institute (China), KOGAS (South Korea), Wintershall Noordzee B.V. (Germany), the Intergas Central Asia JSC (The Republic of Kazakhstan).

Revealed information could be interesting for research workers and practitioners employed in scientific and industrial companies of gas and petroleum specialization. It will be also useful for students and postgraduates from correspondent universities (inter alia these materials could be applied for compilation of career progression programs).

## Содержание

- 4 **Günther C., Marewski U., Steiner M.**  
Effect of hydrogen on the cracking behaviour of pipeline steels
- 17 **Ряховских И.В.**  
Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением
- 31 **Крымская О.А., Исаенкова М.Г., Морозов Н.С., Минушкин Р.А., Джумаев П.С.**  
Стабилизация коррозионных трещин под напряжением за счет послойной неоднородности кристаллографической текстуры и остаточных напряжений в стальных трубах магистральных газопроводов
- 48 **Yan Han, Juntao Yuan, Anqing Fu, Chunyong Huo**  
Effect of density of electrochemical hydrogen charging current on hydrogen damage of X80 pipeline steel in near-neutral soil environment
- 57 **Кашковский Р.В., Хохлачев Н.С.**  
Микробиологические аспекты коррозионного разрушения подземных трубопроводов
- 78 **Алехин С.Г., Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г.**  
Измерение глубины стресс-коррозионных трещин магистральных газопроводов
- 84 **Чубунов М.В., Милько-Бутовский Г.А.**  
Транспортировка газа и газового конденсата. Учет количества коррозионных дефектов при оценке вероятности отказа участка газопровода
- 94 **Лаврентьев Н.Д., Максютин И.В., Погуляев С.И.**  
Экспериментальное обоснование нового подхода к оценке степени опасности механических дефектов на магистральных газопроводах
- 101 **Ляпичев Д.М., Адмакин М.М., Полетаев М.Г.**  
Перспективы применения соединительных элементов трубопроводов со встроенными средствами измерений для мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов
- К защите диссертации**
- 107 **Жедулов С.А., Арабей А.Б., Ряховских И.В.**  
Моделирование коррозионно-механического разрушения трубной стали
- 120 **Погуляев С.И., Максютин И.В., Попков А.С.**  
Влияние неравномерности распределения остаточных и эксплуатационных напряжений в трубах на возникновение в них дефектов коррозионного растрескивания под напряжением
- 133 **Токарева С.А., Ремишевская К.В., Захаров Д.Ю., Климова И.В.**  
Обеспечение устойчивости функционирования газодобывающих предприятий на территории п-ова Ямал в аспекте транспортно-логистической доступности
- 140 **Сведения об авторах**
- 142 **Information about the authors**

UDC 621.644.1+620.194.23+62-622

## Effect of hydrogen on the cracking behaviour of pipeline steels

C. Günther<sup>1\*</sup>, U. Marewski<sup>1</sup>, M. Steiner<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Open Grid Europe GmbH, Bld. 5, Kallenbergstr., Essen, 45141, Germany

\* E-mail: christina.guenther@open-grid-europe.com

**Keywords:** gas pipelines, conversion to hydrogen transmission, fatigue crack growth, assessment of pipe resistance.

**Abstract.** A specific inspection of a high-pressure gas pipeline intended for conversion to hydrogen transmission indicated the necessity of additional tests and investigations. A final assessment on the suitability of the investigated natural gas pipeline for conversion to hydrogen transmission has not yet been performed since the results of the necessary investigations still have to be obtained. The general approach to establishing the suitability of a pipeline and its piping materials for conversion to hydrogen transmission can best be adopted on the basis of ASME B31.12.

Against the backdrop of the phase-out of nuclear energy and the planned end of coal-fired power generation by 2030, the question arises as to how the power supply in Germany will be secured in the future. After the shutdown of nuclear and fossil power plants, a secure power supply can be achieved, for example, by further expanding renewable energies, but this will inevitably lead to greater fluctuations in the energy supply. The conversion of electricity into a gaseous substance offers numerous advantages, as known from the field of natural gas supply, in particular safe, cost-effective and environmentally friendly transport through pipelines and optimal storage capability. By converting electricity into hydrogen or using hydrogen produced from natural gas, a reduction in CO<sub>2</sub> can be achieved. A cost-effective way to build an effective, functioning infrastructure for hydrogen transport in a short time is to convert existing pipelines currently used for natural gas transportation to hydrogen transport. Worldwide, there are many years of experience with the transport of hydrogen through pipelines in the operation of supply lines for refineries and chemical parks.

### Classification of hydrogen pipelines and necessary licensing procedures for change of usage

In Germany, the High-Pressure Gas Pipeline Ordinance<sup>1</sup> (GasHDrLtgV) governs the construction, operation and modification of gas supply pipelines which as power installations, as defined by the Energy Industry Act<sup>2</sup> (EnWG), serve to supply gas to the general public and are designed for a maximum admissible operating pressure of more than 16 bar. In the case of gas supply pipelines which are designed for a pressure of more than 16 bar, a notification procedure in line with §5 of GasHDrLtgV is also required in connection with construction and any major modifications. As defined by GasHDrLtgV, any change in usage (change of medium) of existing natural gas pipelines has to be classified as a major modification to a high-pressure gas pipeline according to the specifications<sup>3</sup> of the Joint Committee of the German Federal Government and the German States on Gas, sheet 17, no. 6. With regard to any major modification to high-pressure natural gas pipelines, a planning approval application and notification in line with §5 of GasHDrLtgV including an assessor's statement, as defined by §12 of GasHDrLtgV, have to be submitted to the

<sup>1</sup> High-pressure gas pipeline ordinance (GasHDrLtgV) dated May 18, 2011 (German Federal Law Gazette, p. 928), last amended by Article 24 of the act dated May 13, 2019 (German Federal Law Gazette, p. 706).

<sup>2</sup> German Energy Industry Act (EnWG) dated July 7, 2005, last amended by Article 2, Paragraph 6 of the act dated July 20, 2017 (German Federal Law Gazette, p. 2808).

<sup>3</sup> Aids drawn up by the German federal states for implementation of the High-Pressure Gas Pipeline Ordinance (GasHDrLtgV) dated May 18, 2011 (German Federal Law Gazette, p. 928), Sheets 1 to 18, dated December 4, 2012.

responsible authority. In terms of the approval procedure, such a major modification to a high-pressure gas pipeline is thus treated just like a new construction project. Hence, for the purpose of using high-pressure gas pipelines to carry hydrogen, evidence has to be provided prior to commissioning that such pipelines comply with state-of-the-art engineering practice. In particular, this latter aspect will be covered in further detail in this paper.

### State-of-the-art engineering practice for hydrogen transmission pipelines

High-pressure gas pipelines are designed for a primarily static load since there are hardly any major fluctuations in internal pressure load in compressible gas<sup>4</sup> [1]. If dynamic load increases during operation, for example when incompressible media is carried, creep strength is additionally assessed, e.g. using Wöhler curves as per DIN 2413 and DIN EN 13480-3<sup>5</sup>. Since steel piping's behaviour under pulsating load is independent of the material involved, the Wöhler curves from DIN 2413 can be depicted in a standardised form [2, 3]. Accordingly, the vibration resistance behaviour of different pipe steel grades has to be described comparatively. In order to establish the transferability of material behaviour to hydrogen transmission and thus potentially increased crack propagation, material behaviour should also be investigated under hydrogen conditions.

If hydrogen atoms penetrate iron materials via the phase boundary between a solid and the surrounding medium, this may cause the mechanical-technical properties of the material involved to be affected. Absorbed atomic hydrogen can cause internal material separation, which may result in an accelerated growth of defects or even in component breakage. Additionally, the change of the shape of the stress-strain-curve during tensile testing and fracture by a less energy-intensive brittle mechanism (quasi-spalling) can be obtained at very large loadings, which are not usual in gas pipelines. In connection with the issue outlined above, it is important to first establish

that, due to its molecular size, gaseous molecular hydrogen ( $H_2$ ) cannot penetrate the metal lattice. Hence, if no ambient conditions exist under which molecular hydrogen becomes disassociated into two hydrogen atoms, pressurised hydrogen can be carried by pipelines or stored in pressure vessels in total safety. This has been practised worldwide on an industrial scale for many years. In 2004, hydrogen pipeline grids accounted for a length of 1500 km in Europe and 1400 km in the USA [4]. A 240 km long hydrogen pipeline made of carbon steel, built in the Rhine-Ruhr industrial area in 1938, is still in operation today. However, damage due to material separation in transmission and storage facilities for pressurised hydrogen, as encountered particularly in the 1960's and 1970's with the increasing use of hydrogen in industrial and space applications [5, 6], has shown that basically there are ambient conditions under which such installations could fail. These critical ambient conditions were studied in considerable detail in numerous research and investigation projects in the 1970's and 1980's. By way of a summary, the relevant results are published [7, 8].

The conditions for the development of hydrogen-induced material separation in steel exist whenever the following constraints apply at one and the same time (fig. 1):

- existence of atomic hydrogen at the metal / environment phase boundary;
- internal and / or external mechanical stress (in particular alternating stress levels).

Condition a) possibly exists inside a pipeline exclusively at notches and crack-type defects since it is only here that the existing surface energy is sufficient to break up the otherwise highly stable  $H_2$  bond. Furthermore, an oxide layer prevents any ingress of adsorbed hydrogen atoms into the

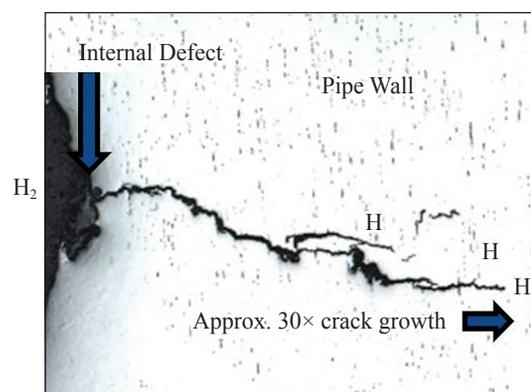


Fig. 1. Crack propagation at a notch as a result of hydrogen embrittlement

<sup>4</sup> DIN 2470-2. Steel gas pipelines for permissible working pressures exceeding 16 bar; requirements for pipeline components, May 1983.

DIN 2413. Seamless steel tubes for oil- and water-hydraulic systems – Calculation rules for pipes and elbows for dynamic loads, June 1972.

<sup>5</sup> DIN EN 13480-3. Metallic industrial piping – Part 3: Design and calculation, December 2017.

steel surface. The diffusion of hydrogen through an iron surface coated with an approx. 3 nm thick oxide layer is less than that on a pure iron surface by a magnitude of approx.  $10$  ( $10^{-17} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$  for an oxide-coated surface compared to  $10^{-7} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$  without an oxide layer at 303 K) [9, 10]. Thus, an absorption of atomic hydrogen on technical surfaces without an oxide layer and / or with oxide layers which are defective due to load fluctuations is of particular significance.

A diffusion of hydrogen in steel materials also assumes a plastic deformation of metal (see condition b) as a result of mechanical stress. The energy of the newly formed surface atoms and the dislocation density generated on the surface due to plastic deformation are so high that interaction with the surrounding hydrogen molecules leads to a dissociative adsorption and to the formation of adsorbed atomic hydrogen. This atomic hydrogen which is bonded to the dislocation sources can be transferred into the material's interior by way of dislocation movements. Plastic deformation is thus the greatest hazard in materials in contact with pressurised hydrogen.

### Impact of hydrogen on crack propagation

On normally stressed components, the formation of plastic-deformed surface areas as a condition for pressurised-hydrogen effects takes place only in the area of surface defects of a critical size. In the

case of periodic load fluctuations, fatigue cracks may result here. The size and character of existing surface defects and design-related and operations-immanent load conditions ultimately determine the fracture-mechanical behaviour of the components. In particular in the USA, extensive investigations have been performed, establishing the lifetime of periodically stressed pipeline steel when subjected to hydrogen pressure. For example, fig. 2 shows crack propagation curves for different pipe steel grades as a qualitative representation in line with the test results [11]. Hydrogen causes crack acceleration in all phases of crack propagation. When exposed to hydrogen and depending on stress intensity, crack propagation is about 10 to 30 times greater than that with natural gas or air as a medium.

As part of the implemented investigation programme, materials of different strengths (X52 to X100 corresponding to L360 to L690) and also steel grades from current production batches were compared with "old" pipe steel grades. It is conspicuous that, irrespective of the material strength and the manufacturing date, the crack propagation rates when exposed to hydrogen lie in a common range. This range differs considerably from the crack propagation rates which are achieved with air or natural gas.

With regard to possible existing defects and crack-type flaws, the assessment of weld joints is also extremely interesting. The investigations [12] show that, irrespective of the sampling position, very similar crack propagation rates when exposed to hydrogen have been established in the base material, the heat-affected zone or the weld metal itself (fig. 3).

The impact of hydrogen pressure on the resulting crack propagation rates has also been investigated. Hydrogen pressures were varied between 0,2 and 70 bar on a pipeline material (fig. 4).

In all cases, the crack propagation rates when a pipe is exposed to hydrogen differed considerably from those established when it is exposed to air. Here, the impact of hydrogen pressure is relatively low. In terms of the practical conversion of natural gas pipelines to hydrogen transmission, this means that lower hydrogen pressures also exert a considerable impact on possible crack propagation rates. Even with an intended admixture of smaller percentages of hydrogen into an existing natural gas system, this effect should thus be observed.

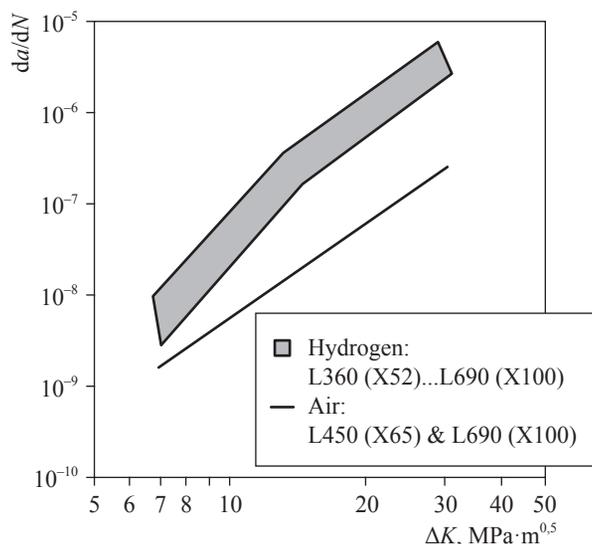


Fig. 2. Qualitative representation of crack propagation for pipe steels of different grades according to ISO 3183 (API 5L) standards [11]:

$a$  – depth of a crack, m;  $N$  – quantity of the load cycles;  $\Delta K$  – stress intensity factor for a load cycle,  $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$

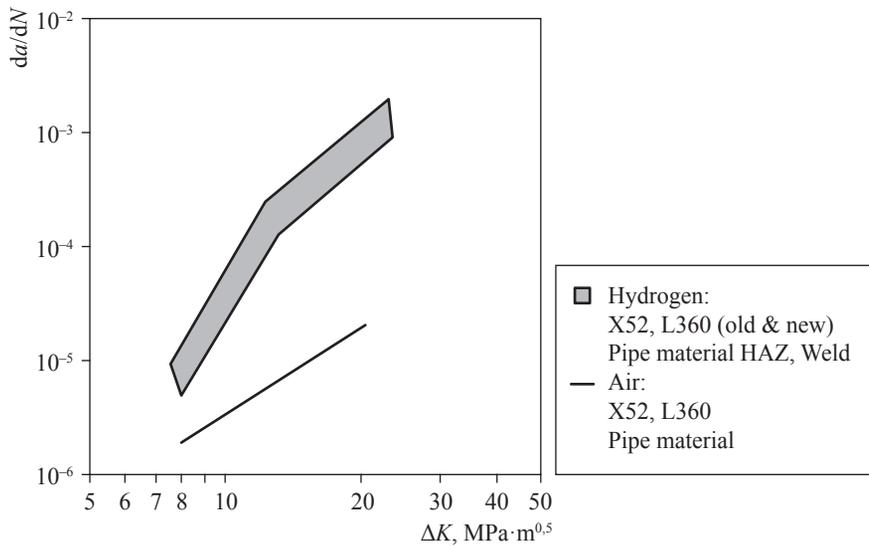


Fig. 3. Crack propagation in the base material and in weld areas (example: X52, L360) [12]: HAZ – heat-affected zone; hear and further at figs. 4 and 5 see symbols from fig. 2

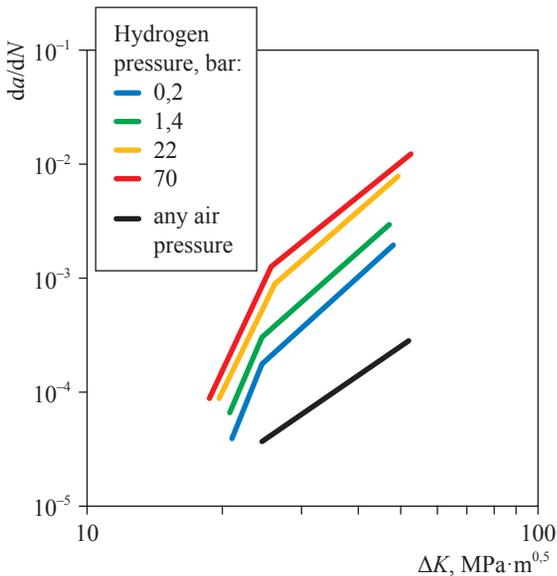


Fig. 4. Impact of different hydrogen pressures on the crack propagation in pipe steel [11]

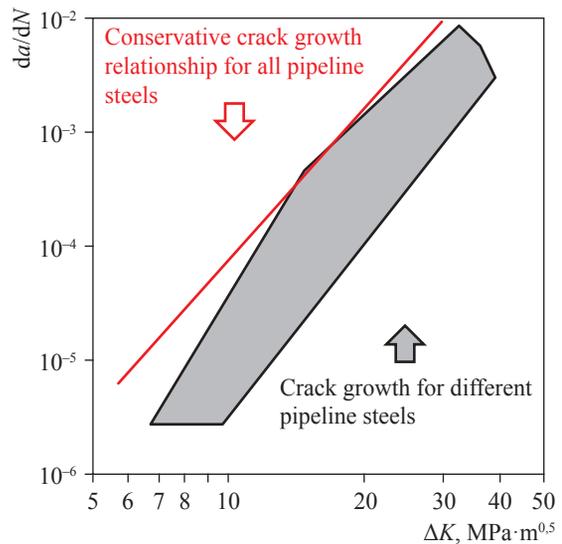


Fig. 5. “Conservative” crack propagation relation [13]

In the last few years, the NIST<sup>6</sup> has also carried out a very extensive investigation programme with typical pipe steel grades, leading to comparable results. This has led to the idea of developing a conservative crack propagation relation which applies to all usual pipe steel grades including weld joints. An appropriate concept was presented by R.L. Amaro et al. [13] (see fig. 5 for a qualitative representation) and has, in the meantime, been incorporated into the current version of ASME B31.12<sup>7</sup>.

Thus, extensive fracture-mechanical investigations need not be performed, at least for the scope of ASME B31.12, if the given conservative crack propagation relation for lifetime forecasts is applied in adherence to the specified application limits. The crack propagation dependency for pipe steel grades exposed to hydrogen is reflected by an equation<sup>7</sup> given below. The table presents the constants for  $c_i$  and  $b_i$  in the formula (1).

$$\frac{da}{dN} = c_1 \Delta K^{b_1} + [(c_2 \Delta K^{b_2})^{-1} + (c_3 \Delta K^{b_3})^{-1}]^{-1}. \quad (1)$$

<sup>6</sup> National Institute of Standards and Technology, United States of America.

<sup>7</sup> ASME B31.12.-2019. Hydrogen Piping and Pipelines.

$i$	$c, \text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5} \cdot \text{mm} \cdot \text{cycle}^{-1}$	$b$
1	$4,0812 \cdot 10^{-9}$	3,2106
2	$4,0862 \cdot 10^{-11}$	6,4822
3	$4,8810 \cdot 10^{-8}$	3,6147

The main application limits applicable to this relation are as follows:

- fracture toughness  $K_{IC}$  (when exposed to hydrogen)  $> 55 \text{ MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$ ;
- maximum tensile strength of the pipeline material  $< 760 \text{ MPa}$ ;
- specified minimum yield strength  $S_{\min} < 555 \text{ MPa}$  (X80);
- maximum phosphorus content of the pipeline material  $< 0,015 \%$ ;
- maximum hydrogen pressure  $< 200 \text{ bar}$ .

### Impact of hydrogen on fracture toughness

For the purpose of dimensioning pipelines for hydrogen transmission, the impact of hydrogen on fracture toughness is also of interest since it determines the critical defect size and thus the failure of a pipeline. Fig. 6 shows the correlation between fracture toughness and hydrogen pressure for different pipe steel grades [11]. The decrease in fracture toughness at hydrogen pressures of 0 to 1500 bar ( $K_{IC}$ ) is shown as qualitative representation. In comparison to the change in crack propagation as a material property, the impact of hydrogen pressure is considerably less here. In particular in the case of typical pipeline pressures as encountered in high-pressure gas pipelines, the decrease in fracture toughness depending on hydrogen pressure may

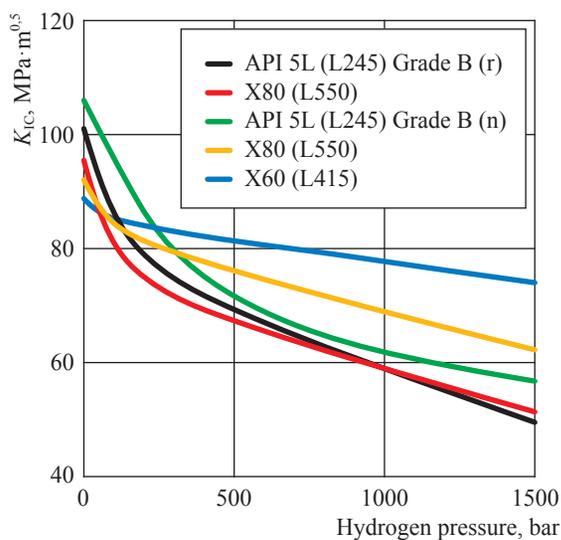


Fig. 6. Impact of hydrogen pressure on fracture toughness [11]

be described as moderate. In the authors' opinion, the existing database is, however, currently not yet suitable particularly in the pressure ranges relevant to high-pressure gas pipelines for the purpose of being described in quantitatively precise terms.

### Fracture-mechanical lifetime forecast

With regard to a possible change in material properties when exposed to hydrogen, it is useful to perform a conservative (i.e. on the safe side) lifetime calculation for the natural gas pipeline to be converted to hydrogen transmission. It has to be noted that the established lifetime does not involve the actual lifetime of a pipeline but merely results as a calculation from the hypothetical assumption of the existence of a worst-case fault, i.e. a crack. Fig. 7 is a schematic representation of such a lifetime forecast.

On the basis of the defined initial fault geometry  $a_0$  (which is conservatively assumed as a crack), the calculated lifetime is established at which the critical crack geometry  $a_c$  is achieved with fracture toughness  $K_{IC}$ . Calculation requires the fracture-mechanical parameters  $\Delta K_{oH}$  (lower threshold value for crack propagation in hydrogen),  $da/dN$  (law of crack propagation in the material exposed hydrogen, see formula (1)) and  $K_{IC}$  (fracture toughness in hydrogen). Here, fracture toughness  $K_{IC}$  is the critical defect parameter which limits the maximum calculated lifetime. If known,  $\Delta K_{oH}$  for crack propagation may, where applicable, be included in the calculation. However, this is very complex to establish. Hence, the crack propagation law  $da/dN$  can, in practice, also be conservatively interpolated for low-level stress intensities (fig. 8).

As a basis of calculation, the planned lifetime of a pipeline (e.g. 50 years) has to be determined. The calculated lifetime has to exceed the planned lifetime by the load cycle reliability factor (SL). In practice, with conservatively assumed pressure load cycle collectives or precisely known future pressure load cycles, a conservative load cycle safety factor should be used.

### Suitability of materials

Steel is a material which is generally very suitable for hydrogen transmission due to the fact that pipelines carrying hydrogen exclusively have been safely operated both in Germany and worldwide for many years when loading is quasi-static with only a few large pressure cycles.

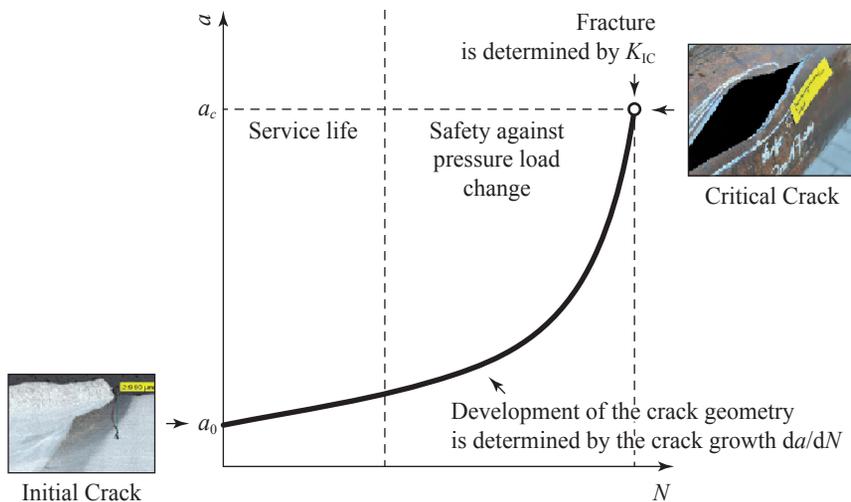


Fig. 7. Schematic representation of a fracture-mechanical lifetime forecast

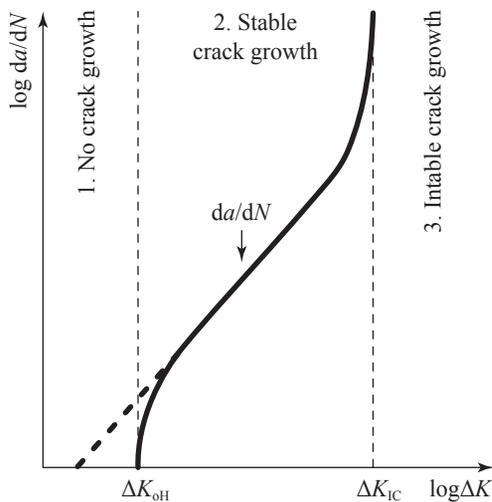


Fig. 8. Schematic representation of the crack propagation in steel grades:  
 1 – no crack growth; 2 – stable crack growth;  
 3 – instable crack growth

Under certain conditions, steel can become brittle due to the absorption of hydrogen from the environment. In particular, materials with a higher tensile strength are at risk. Hence, in the case of hydrogen pipelines, higher-strength materials with a specified minimum tensile strength of more than 800 MPa should not be used or an additional suitability test should be performed. As a material, L360NE/ME (like all other material grades up to strength level L485 or X70) may have a maximum tensile strength of 760 MPa in line with DIN EN ISO 3183<sup>8</sup> and thus has a specified

minimum tensile strength (SMTS) of less than 800 MPa. Due to the specified values lower than 800 MPa no further fracture mechanical test should be needed.

Information about suitable materials for hydrogen pipelines may also be found [14]. Annex C of that document also lists materials which, in line with DVGW Code of Practice G 463, are recommended as material for high-pressure gas pipelines. These materials are L245, L290 and L360. Materials with guaranteed yield strengths  $S_{min} \leq 360$  MPa are thus suitable for hydrogen transmission exclusively without any further inspections.

ASME B31.12-2019<sup>7</sup> is a substantiated source containing information about the material properties and design of hydrogen pipelines. ASME B31.12 also takes into account pipeline materials with a specified  $S_{min} > 360$  MPa. Recent investigations, especially in the USA, show that pipeline materials with  $S_{min} > 360$  MPa with regard to compatibility with hydrogen have no properties which differ from those of lower-strength pipeline materials (see fig. 2). If higher-strength materials are used, lifetime forecasts have to be performed. The relevant necessary input data can be established by fracture-mechanical investigations or alternatively taken from the standard as a “conservative” crack propagation relation. When the “conservative” crack propagation relation is applied, adherence to the specified application limits has to be ensured.

In the event of any lack of clarity relating to adherence to the application limits for the pipe steel grades to be assessed, the constraints established in conjunction with the amendment

<sup>8</sup> DIN EN ISO 3183. Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems, September 2018 (ISO 3183:2012 + Amd 1:2017); German version of EN ISO 3183:2012 + A1:2018.

of ASME B31.12 (2019) should be adhered to for the purpose of establishing the existing crack propagation relations. Within this context, in addition to using a sufficiently low-oxygen test atmosphere, adherence to a maximum test frequency of  $< 1$  Hz and the underload / overload ratio of 0,5 have to be particularly specified.

### Calculations

Within the context of the calculations to be performed, it always has to be checked whether the gas pipeline is sufficiently dimensioned for the intended admissible operating pressure and possible fluctuations in pressure load. With regard to the maximum admissible operating pressure, the safety factor with reference to yield strength  $S_y = 1,6$  applies as a minimum requirement. Moreover, the maximum admissible operating pressure can be further restricted to the level of the performed pressure tests (see previous section).

Under certain conditions (e.g. in the event of very sharp-edged defects on the pipe's interior surface) and if fluctuations in pressure load occur simultaneously, increased crack propagation in comparison to natural gas or inert gas, for example, may be encountered in hydrogen transmission. Where applicable, particularly if there are considerable fluctuations in pressure load, fracture-mechanical crack propagation calculations should be used to evidence that future hydrogen transmission cannot result in critical

crack sizes (see above "Fracture-mechanical lifetime forecast").

Prior to conversion to hydrogen transmission, the crack propagation calculations can be performed merely as a forecast since the fluctuations in pressure load which are actually encountered during future operation are not known precisely. It is recommended to update this forecast following a reasonable operating period on the basis of the recorded fluctuations in pressure load.

As described in "Fracture-mechanical lifetime forecast", an initial defect size  $a_0$  (see fig. 7) has to be defined in addition for the purpose of performing a lifetime forecast. In the authors' opinion, it should be checked within this context which defect sizes can be used on the basis of pipe production, non-destructive or pressure testing and/or existing operational experience/inspections or whether adjusted defect sizes should be used as appropriate. Furthermore, the introduction of a threshold value of cyclical stress intensity  $\Delta K_{oH}$  may be helpful, although no crack propagation can occur if this threshold value is undershot. As part of the "Naturally" European research project, extensive investigations to this effect have already been performed [15]. Should the threshold values  $\Delta K_{oH}$  for cyclical stress intensities not appear to be suitable, a complex experimental investigation is not necessary if the known crack propagation relation is also applied to low stress intensity levels. It is recommended to perform the crack propagation calculations up to the maximum

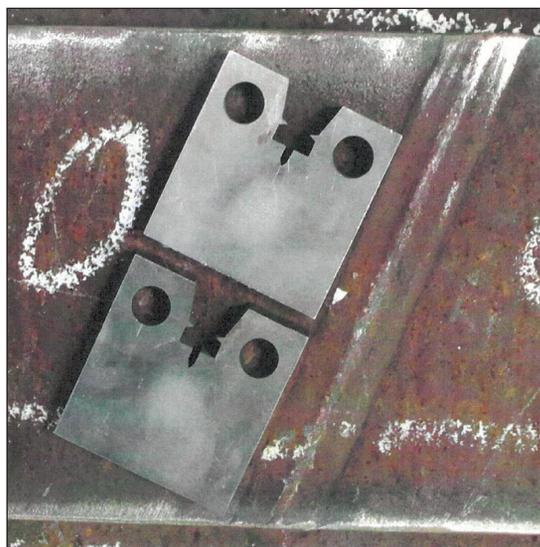


Fig. 9. Production of fracture-mechanical samples from a pipe section of a high-pressure gas pipeline (base material and weld)

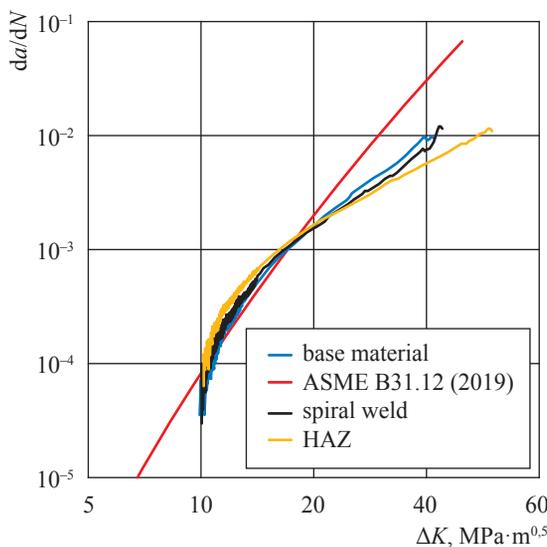


Fig. 10. Result of fracture-mechanical testing on pipeline grade L 485 (medium: 100 bar & 100% hydrogen)

stress intensity overload of  $55 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{0.5}$ , since this describes a minimum value as defined by ASME B31.12. If the actual material behaviour is described by higher values, this will result in inherent safety. The pipeline's more reliable lifetime results by reducing the calculated lifetime resulting from the crack propagation forecast by the SL factor. With precise knowledge or a conservatively applied fluctuation in pressure load, a conservative SL factor is recommended.

By way of a summary, it has been established that no adverse effects on the pipeline are to be anticipated with regard to future hydrogen transmission if the conditions described above in "Suitability of materials" are complied with and the measures described above are taken. However, a final decision on the suitability of piping materials still has to be made since the material investigations (fig. 9, 10) for fracture-mechanical calculations have not yet been completed.

## References

1. ARENSMEIER, H.-J. de la Camp, J., M. STEINER. Basissicherheit von Pipelines gewährleistet eine hohe Sicherheit und Verfügbarkeit. *3R international*, 2008, vol. 47, no. 5, ISSN 1613-1959.
2. STEINER, M., G. VOGT. The fatigue strength of SAW pipe under fluctuating internal pressure loads. *3R international*, 1997, vol. 36, no. 10, ISSN 1613-1959.
3. KNOOP, F., G. MANUCCI, U. MAREWSKI, et al. Effect of mean stress on the fatigue behavior of gas transmission pipes. *3R international*, 2006, ISSN 1613-1959.
4. Wasserstoffrohrleitung [online]. In: *Wikipedia*. Available from: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffrohrleitung>
5. WINDGASSEN, K.F. Experiences concerning the transport and storage of pressurised hydrogen in Europe. In: *1979 Annual Meeting Speech*, IOMA Broadcaster, July 1980, p. 10f.
6. ORDIN, P.M. *Review of hydrogen accidents and incidents in NASA operations*: NASA TM-X-71565, 1974.
7. KESTEN, M., H. SCHLECKER, H. SCHLERKMANN. Schäden an Stählen in gasförmigem Wasserstoff<sup>c</sup>. In: GRÄFEN, H., A. RAHMEL (eds.). *Korrosion verstehen – Korrosionsschäden vermeiden: 20 Jahre Forschungs- und Entwicklungsprogramm, Korrosion und Korrosionsschutz*. Bonn: Verlag Irene Kuron, 1994, pp. 32–37.
8. KESTEN, M., H. GRÄFEN. Druckwasserstoffangriff auf unlegierte und niedriglegierte Stähle im Temperaturbereich unterhalb 200°C. In: KURON, D. (ed.) *Wasserstoff und Korrosion*. Bonn: Verlag Irene Kuron, 2000. 2<sup>nd</sup> ed., pp. 101–126.
9. SONG, Rak-Hyun, Su-I PYUNA, R.A. ORIANIB. The hydrogen permeation through passivating film on iron by modulation method. *Electrochimica Acta*, 1991, vol. 36, is. 5–6, pp. 825–831. ISSN 0013-4686.
10. SCHOMBERGER, K., H. J. GRABKE. Hydrogen permeation through oxide and passive films on iron. *Materials Technology*, 1996, pp. 565–572. ISSN 1066-7857.
11. BAEK, U.B, S.H. NAHM, W.S. KIM, et al. Compatibility and suitability of existing steel pipelines for transport of hydrogen-natural gas blends [online]. In: *International Conference on Hydrogen Safety*, September 13, 2017, Hamburg, Germany. Available from: [https://hysafe.info/uploads/2017\\_presentations/3\\_Day\\_130917/1\\_Floor\\_Zollhalle/3\\_Session\\_StoragePipelines/1\\_ID228.pdf](https://hysafe.info/uploads/2017_presentations/3_Day_130917/1_Floor_Zollhalle/3_Session_StoragePipelines/1_ID228.pdf)
12. RONEVICH, J.A., E.J. SONG, B.P. SOMERDAYET, et al. Hydrogen-assisted fracture resistance of pipeline welds in gaseous hydrogen. *Engineering Fracture Mechanics*, 2018, vol. 194, pp. 42–51, ISSN 0013-7944.
13. AMARO, R.L., R.M. WHITE, C.P. LOONEY, et al. Development of a model for hydrogen-assisted fatigue crack growth of pipeline steel. *J. Pressure Vessel Technol.*, 2018, vol. 140, no. 2, paper no. 021403, ISSN 0094-9930.
14. EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION. Hydrogen transportation pipelines: IGC Doc 121/04/E [online]. Available from: [https://h2tools.org/sites/default/files/Doc121\\_04%20H2TransportationPipelines.pdf](https://h2tools.org/sites/default/files/Doc121_04%20H2TransportationPipelines.pdf)
15. WORTEL, J.C., van. *H<sub>2</sub> in natural gas pipelines: final EET report, including data*. TNO, 2008.

## Влияние водорода на растрескивание стали трубопроводов

К. Гюнтер<sup>1\*</sup>, У. Маревски<sup>1</sup>, М. Штайнер<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Open Grid Europe GmbH, Bld. 5, Kallenbergstr., Essen, 45141, Germany

\* E-mail: christina.guenther@open-grid-europe.com

**Ключевые слова:** газопровод, перепрофилирование на транспортировку водорода, рост усталостной трещины, оценка годности труб.

На фоне постепенного отказа Германии от атомной энергии и запланированного к 2030 г. прекращения выработки электроэнергии на угольных электростанциях в стране остро стоит вопрос организации бесперебойного энергоснабжения в будущем. После закрытия атомных и работающих на ископаемом топливе электростанций можно расширить использование возобновляемых источников энергии, но это неизбежно приведет к большим колебаниям энергопоставок. Использование же газообразной субстанции, полученной путем электролиза, дает многочисленные преимущества, известные по опыту пользования природным газом, в частности, безопасную, экономически эффективную и экологически чистую транспортировку по трубопроводам и оптимальные возможности хранения. Использование водорода, полученного электролизом либо из природного газа, позволяет сократить выбросы углекислого газа. Экономически оправданным способом создания в короткие сроки эффективно функционирующей инфраструктуры транспорта водорода является переоборудование под транспортировку водорода существующих газопроводов. В мире уже долгое время практикуют транспортировку водорода по трубопроводам при эксплуатации линий снабжения нефтеперерабатывающих заводов и парков химического оборудования.

### Классификация водородных трубопроводов и необходимые процедуры лицензирования для изменения вида использования

В Германии Постановление о газопроводах высокого давления (GasHDrLtG<sup>V1</sup>) регулирует строительство, эксплуатацию и модернизацию газопроводов, которые в качестве энергетических установок согласно Закону об энергетической промышленности (EnWG<sup>2</sup>) предназначены для подачи газа населению и рассчитаны на максимально допустимое рабочее давление более 16 бар. В отношении газопроводов высокого давления (более 16 бар) любое изменение условий эксплуатации (транспортируемой среды) должно классифицироваться как крупная модернизация в соответствии со спецификациями<sup>3</sup> (лист 17, № 6) Объединенного комитета Федерального правительства Германии и земель Германии по газу. Чтобы осуществить любое крупное изменение или строительство такого газопровода, необходимо подать в ответственный орган заявку на утверждение проекта, а также уведомление и экспертное заключение в соответствии с § 5 и § 12 GasHDrLtG<sup>V1</sup>. С точки зрения процедуры согласования, крупная модернизация газопровода высокого давления рассматривается как новый строительный проект. Таким образом, для перепрофилирования газопроводов высокого давления под транспортировку водорода перед вводом в эксплуатацию необходимо доказать их соответствие действующим инженерным нормам. Последний аспект подробно рассмотрен ниже.

### Действующие инженерные нормы для водородопроводов

Газопроводы высокого давления рассчитаны на преимущественно статическую нагрузку, так как в сжимаемом газе практически не бывает больших колебаний внутреннего давления<sup>4</sup> [1]. Если в процессе эксплуатации увеличивается динамическая нагрузка, например, при транспортировке несжимаемой среды, то дополнительно оценивается сопротивление ползучести, например, посредством кривых Велера<sup>4,5</sup>. Поскольку поведение стальных трубопроводов при пульсирующей нагрузке не зависит от материала, кривые Велера из DIN2413<sup>4</sup> можно представить в типовой форме [2, 3]. Соответственно, требуется сравнительное описание виброустойчивости различных марок трубной стали. Для того чтобы определить переносимость поведения материала на транспортировку водорода и, следовательно, потенциально повышенное распространение трещин, поведение материала также необходимо исследовать в условиях воздействия водорода.

Проникновение атомов водорода в железные материалы через фазовую границу между твердым телом и окружающей средой может привести к нарушению механико-технических свойств материала. Адсорбированный атомарный водород способен вызывать внутреннее расслоение материала, что может привести к ускоренному росту дефектов или даже к разрушению компонента. Дополнительное изменение формы кривой зависимости деформации от напряжения во время испытаний на растяжение и разрушение за счет менее энергоемкого хрупкого механизма (квасискалывание, или квазискол) может быть получено при очень больших нагрузках, которые не являются проектными для газопроводов. В связи с вышеизложенным важно сначала указать, что газообразный молекулярный водород (H<sub>2</sub>) вследствие своего молекулярного размера не может проникнуть в металлическую решетку. Следовательно, при отсутствии в окружающей среде условий распада молекулярного водорода на два атома водорода под давлением может транспортироваться по трубопроводам или храниться в сосудах в полной безопасности. Это практикуется во всем мире в промышленных масштабах в течение многих лет. В 2004 г. протяженность сетей водородопроводов

составляла 1500 км в Европе и 1400 км в США [4]. Водородопровод из углеродистой стали длиной 240 км, построенный в Рейнско-Рурской промышленной зоне в 1938 г., работает и в настоящее время. Однако с ростом использования водорода в промышленности и космосе [5, 6], особенно в 1960-х и 1970-х гг., повреждения вследствие расслоения материала в объектах для транспортировки и хранения водорода под давлением показали, что в принципе существуют условия окружающей среды, при которых такие объекты могут выйти из строя. Эти критические условия окружающей среды были детально изучены в 1970-е и 1980-е гг. Соответствующие результаты в форме резюме опубликованы [7, 8].

Условия для развития индуцированного водородом расслоения материала в стали возникают, когда одновременно действуют следующие ограничения (см. рис. 1, с. 5)<sup>9</sup>:

а) существование атомарного водорода на границе фаз металл/окружающая среда;

б) внутреннее и/или внешнее механическое напряжение (в частности, чередование уровней напряжения).

Условие а, возможно, выполняется внутри трубопровода исключительно в засечках и дефектах типа трещин, поскольку только здесь существующая поверхностная энергия достаточна для разрушения высокостабильной связи  $H_2$ . Кроме того, оксидный слой предотвращает проникновение адсорбированных атомов водорода на поверхность стали. Диффузия водорода через поверхность железа, покрытую оксидным слоем толщиной около 3 нм, меньше, чем через поверхность чистого железа, приблизительно на 10 порядков ( $10^{-17} \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-1}$  для поверхности с оксидным покрытием по сравнению с  $10^{-7} \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-1}$  для поверхности без оксидного слоя при температуре 303 К) [9, 10]. Таким образом, особое значение имеет поглощение атомарного водорода только на технических поверхностях без оксидного слоя и/или с оксидными слоями, которые являются дефектным вследствие колебаний нагрузки. Диффузия водорода в стальных материалах также предполагает пластическую деформацию металла (см. условие б) в результате механического напряжения. Энергия вновь образованных поверхностных атомов и плотность дислокаций, появляющихся на поверхности в результате пластической деформации, настолько высоки, что взаимодействие с окружающими молекулами водорода приводит к диссоциативной адсорбции и образованию адсорбированного атомарного водорода. Этот атомарный водород, связанный с источниками дислокаций, может быть перенесен во внутреннюю часть материала посредством движения дислокаций. Таким образом, пластическая деформация представляет наибольшую опасность для материалов, находящихся в контакте с водородом под давлением.

<sup>9</sup> Рис. 1. Распространение трещины в засечке в результате водородного охрупчивания: *англ.* internal defect – внутренний дефект; *англ.* pipe wall – стенка трубы; *англ.* approx.  $30\times$  crack growth – примерно 30-кратный рост трещины.

## Влияние водорода на распространение трещин

На деталях с обычным уровнем напряжений образование пластически деформированных участков поверхности как условие воздействия водорода под давлением происходит только в области поверхностных дефектов критического размера. В случае периодических колебаний нагрузки здесь могут возникнуть усталостные трещины. Механика трещинообразования компонентов в конечном итоге определяет размер и характер имеющихся поверхностных дефектов, а также связанные с конструкцией и эксплуатацией условия постоянной нагрузки. В частности, в США были проведены обширные исследования, установившие срок службы периодически нагруженной трубной стали при воздействии давления водорода (см. рис. 2, с. 6)<sup>10</sup> [11]. Водород ускоряет распространение трещин на всех стадиях. При воздействии водорода и в зависимости от интенсивности напряжения скорость распространения трещин примерно в 10...30 раз больше, чем при работе в средах природного газа или воздуха.

В рамках реализованной программы исследований сравнивались трубные стали различных классов прочности от L360 (или X52) до L690 (или X100), а также марки стали из текущих производственных партий сравнивались со «старыми» марками трубной стали. Замечено, что независимо от прочности и даты изготовления материала, значения скорости распространения трещин при воздействии водорода находятся в одном диапазоне. Этот диапазон значительно отличается от скорости распространения трещин в воздушной среде или среде природного газа.

Применительно к возможному наличию дефектов и изъянов трещинного типа чрезвычайно интересна оценка сварных соединений. Установлено [12], что независимо от места отбора проб, очень похожие скорости распространения трещин при воздействии водорода были установлены в основном материале, зоне термического влияния или в самом металле сварного шва (см. рис. 3, с. 7)<sup>11</sup>.

Кроме того, изучена зависимость скорости распространения трещин в материале трубопровода от давления водорода в диапазоне 0,2...70 бар [11] (см. рис. 4, с. 7)<sup>12</sup>. Во всех случаях скорость распространения трещин при воздействии водорода значительно отличалась от скорости распространения трещин при воздействии воздуха. Здесь влияние

<sup>10</sup> Рис. 2. Распространение трещин в трубах из стали различных марок (качественное представление [11]): *англ.* hydrogen – водород; *англ.* air – воздух; *a* – глубина трещины, м; *N* – количество циклов нагружения;  $\Delta K$  – коэффициент интенсивности напряжений на цикл нагружения, МПа $\cdot$ м<sup>0,5</sup>.

<sup>11</sup> Рис. 3. Распространение трещин в основном материале и в зонах сварки (пример: X52, L360) [12]: *англ.* pipe material – материал, из которого изготовлена труба; *англ.* weld – сварной шов; HAZ (*англ.* heat-affected zone) – зона термического влияния. Здесь и далее на рис. 4, 5 см. условные обозначения к рис. 2.

<sup>12</sup> Рис. 4. Влияние различных давлений водорода на распространение трещин в трубной стали [11]: *англ.* hydrogen pressure, bar – давление водорода, баров; *англ.* any air pressure in average – любое давление воздуха.

собственно давления водорода относительно невелико. С точки зрения практического переоборудования газопроводов под транспортировку водорода это означает, что более низкое давление водорода также оказывает значительное влияние на возможную скорость распространения трещин. Этот эффект должен будет наблюдаться даже при более низком процентном содержании водорода в транспортируемой по трубопроводу газовой смеси.

В последние несколько лет Национальный институт стандартов и технологий США (NIST<sup>6</sup>) также реализовал обширную программу исследований типичных марок трубной стали, что привело к сопоставимым результатам. Этот факт подтолкнул к мысли разработать консервативную зависимость для скорости распространения трещин, применимую ко всем стандартным маркам трубной стали, включая сварные соединения. Соответствующая концепция была разработана [13] (см. рис. 5, с. 7)<sup>13</sup> и включена в текущую версию ASME B31.12<sup>7</sup> (см. формулу (1) на с. 7 и таблицу на с. 8). Таким образом, проводить обширные исследования механики трещинообразования, по крайней мере в рамках ASME B31.12, нет необходимости, если применять формулу (1) для прогнозирования срока службы водородопровода при следующих ограничениях:

- вязкость разрушения под воздействием водорода  $K_{IC} > 55 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5}$ ;
- максимальная прочность трубного материала на разрыв  $< 760 \text{ МПа}$ ;
- заданный минимальный предел текучести  $S_{\text{min}} < 555 \text{ МПа (X80)}$ ;
- максимальное содержание фосфора в трубном материале меньше 0,015 %;
- максимальное давление водорода ниже 200 бар.

#### Влияние водорода на вязкость разрушения

С точки зрения установления размеров водородопроводов также представляет интерес изучение влияния водорода на вязкость разрушения, поскольку именно она предопределяет критический размер дефекта и, следовательно, разрушение трубопровода. На рис. 6 (см. с. 8)<sup>14</sup> показана корреляция между вязкостью разрушения и давлением водорода от 0 до 1500 бар для трубной стали различных марок [11]. Давление водорода намного слабее сказывается на вязкости разрушения нежели на скорости распространения трещины как свойстве материала. В частности, в случае давления в трубопроводе в стандартном для газопроводов высокого давления диапазоне снижение вязкости разрушения в зависимости от давления водорода

можно охарактеризовать как умеренное. Однако, по мнению авторов, накопленный сегодня массив данных еще недостаточен для точного количественного описания исследуемой корреляции, особенно в диапазонах рабочих давлений газопроводов высокого давления.

#### Прогнозирование механики трещинообразования

Что касается возможного изменения свойств материала под воздействием водорода, полезно выполнить консервативный (т.е. в сторону уменьшения) расчет срока службы для газопровода, подлежащего переоборудованию под транспортировку водорода. Следует отметить, что установленный срок службы не связан с реальным сроком службы трубопровода, а является лишь результатом расчета на основе гипотетического предположения о существовании наихудшего повреждения, т.е. трещины. На рис. 7 (см. с. 9)<sup>15</sup> схематично показан такой прогноз на весь срок службы трубопровода.

На основе заданной начальной геометрии разлома  $a_0$  (который консервативно принимается за трещину) устанавливается расчетный срок службы, при котором достигается критическая геометрия трещины  $a_c$  с вязкостью разрушения  $K_{IC}$ . Для расчета необходимо знать следующие параметры механики разрушения:  $\Delta K_{\text{он}}$  – нижнее пороговое значение амплитуды коэффициента интенсивности напряжений в водороде;  $da/dN$  – закон распространения трещины в среде водорода (см. формулу (1)); и  $K_{IC}$ . Здесь вязкость разрушения  $K_{IC}$  является критическим параметром дефекта, ограничивающим максимальный расчетный срок службы изделия. Если известно значение  $\Delta K_{\text{он}}$ , его можно включить в расчет в тех случаях, где это применимо. Однако определить его очень сложно. Следовательно, закон распространения трещины  $da/dN$  на практике также можно консервативно интерполировать для низких интенсивностей напряжения (см. рис. 8, с. 9)<sup>16</sup>.

В качестве основы для расчета надлежит определить планируемый срок службы трубопровода (например, 50 лет). Расчетный срок службы должен превышать плановый срок службы на коэффициент надежности цикла нагрузки SL. На практике при консервативно предполагаемых коллективных циклах нагрузки давления или точно известных будущих циклах нагрузки давления следует использовать консервативное значение SL.

<sup>13</sup> Рис. 5. Качественное представление «консервативной» зависимости для скорости распространения трещины [13]: *англ.* conservative crack growth relationship for all pipeline steels – консервативный закон распространения трещин в любых трубных сталях; *англ.* crack growth for different pipeline steels – скорость распространения трещин в трубных сталях разных марок.

<sup>14</sup> Рис. 6. Влияние давления водорода на вязкость разрушения [11].

<sup>15</sup> Рис. 7. Схематический прогноз механики трещинообразования: *англ.* fracture is determined by  $K_{IC}$  – степень разрушения определяется вязкостью разрушения  $K_{IC}$ ; *англ.* initial crack – исходная трещина; *англ.* critical crack – трещина критического размера; *англ.* service life – гарантийный срок службы; *англ.* safety against pressure load change – устойчивость к перепадам давления; *англ.* development of the crack geometry is determined by the crack growth  $da/dN$  – геометрия трещины определяется скоростью ее роста  $da/dN$ .

<sup>16</sup> Рис. 8. Схема распространения трещин в сталях разных марок: 1 – трещина не растет; 2 – стабильный рост трещины; 3 – нестабильный рост трещины.

### Пригодность материалов

Известно, что стальные трубы подходят для транспортировки водорода, так как в этом качестве они уже долгие годы успешно эксплуатируются и в Германии, и во всем мире при квазистатической нагрузке лишь с несколькими большими циклами давления. При определенных условиях сталь может стать хрупкой вследствие поглощения водорода из окружающей среды. В частности, под угрозой находятся материалы с более высоким пределом прочности на разрыв. Следовательно, в случае водородных трубопроводов нельзя использовать более высокопрочные материалы с заданной минимальной прочностью на разрыв более 800 МПа или их необходимо дополнительно испытать на предмет пригодности. Материал L360NE/ME (как и материалы всех остальных классов прочности до уровня L485 или X70) может иметь максимальный предел прочности на разрыв 760 МПа в соответствии с DIN EN ISO 3183<sup>8</sup> и таким образом имеет установленный минимальный предел прочности на разрыв менее 800 МПа. Поскольку указанные значения ниже 800 МПа, дальнейшие испытания L360NE/ME на механическое разрушение не требуются.

Информация о подходящих материалах для водородных трубопроводов также опубликована Европейской ассоциацией производителей промышленных газов<sup>17</sup>. В Приложении С к документу IGC Doc 121/04/E [14] перечислены материалы, которые в соответствии со строительными нормами и правилами DVGW G 463 рекомендуются в качестве материалов для изготовления газопроводов высокого давления. Это материалы L245, L290 и L360. Таким образом, материалы с гарантированным пределом текучести ( $S_{min}$ ) до 360 МПа включительно пригодны для транспортировки водорода без каких-либо дополнительных испытаний.

Нормы ASME B31.12-2019<sup>7</sup> являются надежным источником информации о свойствах материалов и конструкции водородных трубопроводов, включая материалы с  $S_{min} > 360$  МПа. Недавние исследования, особенно выполненные в США, показывают, что в отношении совместимости с водородом свойства трубных материалов при  $S_{min} > 360$  МПа не отличаются от свойств аналогичных материалов более низкой прочности (см. рис. 2). При использовании материалов повышенной прочности необходимо выполнить прогноз их срока службы. Необходимые исходные данные можно получить путем анализа механики трещинообразования или, в качестве альтернативы, взять из стандарта «консервативную» зависимость распространения трещины. При применении «консервативной» зависимости распространения трещин необходимо обеспечить соблюдение указанных пределов применения.

В случае отсутствия ясности в отношении пределов применения оцениваемых марок трубной стали следует соблюдать ограничения, установленные в новой редакции ASME B31.12 2019 г. В данном контексте помимо проведения испытаний в среде с очень низким содержанием кислорода

необходимо соблюдать максимальную частоту испытаний менее 1 Гц и отношение разгрузки/нагрузки (коэффициент асимметрии цикла), равное 0,5.

### Расчеты

В контексте выполняемых расчетов всегда необходимо проверять, удовлетворяют ли расчетные размеры газопровода предполагаемому допустимому рабочему давлению и возможным колебаниям нагрузки давления. Что касается максимально допустимого рабочего давления, то в качестве минимального требования применяется коэффициент запаса прочности с учетом предела текучести  $S_{min} = 1,6$ . Более того, максимально допустимое рабочее давление можно дополнительно ограничить уровнем тестового давления при испытаниях (см. предыдущий раздел).

При определенных условиях (например, при наличии остроугольных дефектов на внутренней поверхности трубы) и при одновременных колебаниях нагрузки давления при транспортировке водорода может наблюдаться повышенное распространение трещин по сравнению, например, с природным или инертным газом. В соответствующих случаях, особенно при значительных колебаниях нагрузки под давлением, следует использовать расчеты распространения трещин на основе механики трещинообразования для обоснования того, что будущая транспортировка водорода не приведет к образованию трещин критического размера (см. Прогнозирование механики трещинообразования).

До перехода на транспортировку водорода расчеты распространения трещин можно выполнить только в качестве прогноза, поскольку колебания нагрузки давления, с которыми реально придется столкнуться во время будущей эксплуатации, точно не известны. Данный прогноз рекомендуется обновить после разумного периода эксплуатации на основе зарегистрированных колебаний нагрузки давления.

Как описано выше, для выполнения прогноза срока службы трубопровода необходимо дополнительно определить начальный размер дефекта  $a_0$  (см. рис. 7). По мнению авторов, в данном контексте следует проверить, дефекты каких размеров допустимы, опираясь на заводские данные, данные неразрушающих испытаний или испытаний давлением и/или существующий опыт эксплуатации и инспекции трубопроводов, или же, при необходимости, использовать в расчетах скорректированные размеры дефектов. Кроме того, может оказаться полезным введение порогового значения интенсивности циклического напряжения  $\Delta K_{on}$ , хотя при занижении данного порогового значения распространения трещины не происходит. В рамках европейского исследовательского проекта «NaturalHy» уже проводились обширные исследования в данном направлении [15]. Если значения  $\Delta K_{on}$  для циклических интенсивностей напряжения окажутся неподходящими, то нет необходимости проводить сложное экспериментальное исследование, когда известная зависимость распространения трещин (см. формулу (1))

<sup>17</sup> англ. European Industrial Gases Association (EIGA).

также применяется к низким уровням интенсивности напряжения. Рекомендуется рассчитывать геометрию распространения трещин вплоть до максимальной перегрузки по интенсивности напряжений  $K_{IC} = 55 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0.5}$  так, как это определено нормами ASME B31.12. Если фактическое поведение материала описывается более высокими значениями  $K_{IC}$ , то это обеспечит безопасность трубопровода. Более достоверно срок службы трубопровода можно определить путем уменьшения его прогнозного значения на коэффициент надежности цикла нагрузки SL. При точном знании или консервативном колебании нагрузки давления рекомендуется использовать консервативное значение SL.

В качестве резюме можно сказать, что при соблюдении перечисленных условий (см. Пригодность материалов) и принятии описанных выше мер

не следует ожидать неблагоприятного воздействия на трубопровод в связи с будущей транспортировкой водорода. Однако окончательный вердикт относительно пригодности либо непригодности стальных трубопроводов для перекачки водорода еще не вынесен, поскольку исследования материалов (см. рис. 9; рис. 10, с. 10)<sup>18</sup> для расчета механики трещинообразования еще не завершены.

<sup>18</sup> Рис. 9. Получение образцов для исследования механики трещинообразования из участка трубы газопровода высокого давления (основной материал и сварной шов)

Рис. 10. Результат исследования механики трещинообразования трубопровода марки L 485 (среда: 100 бар и 100%-ный водород); *англ.* base material – базовый материал; *англ.* spiral weld – спиральный сварной шов.

УДК 621.644:620.194.22

## Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением

**И.В. Ряховских**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1  
E-mail: I\_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Работа посвящена явлению коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), представляющему собой острую проблему для крупнейших компаний-операторов, эксплуатирующих газотранспортные системы большого диаметра, построенные во второй половине прошлого века. Автор предлагает подходы к обеспечению безопасности таких систем, базирующиеся на кинетической модели процесса, разработанной им по результатам многолетних научных изысканий применительно к российским газопроводам, подверженным КРН. В качестве значимых итогов проведенных исследований в статье представлены расчетные методики оценки ресурса и прочности труб с дефектами КРН в составе магистральных газопроводов, рекомендованы критерии выбора приборов для внутритрубной диагностики трубопроводов с трещинами, а также способов ремонта труб в зависимости от размеров дефектов КРН.

**Ключевые слова:** газопровод, коррозия, растрескивание, модель, ресурс, диагностирование, дефект, ремонт.

В середине XX в. общая протяженность магистральных трубопроводов (МГ) в мире составляла около 350 тыс. км, а к началу XXI в. их суммарная протяженность в трех крупнейших нефтегазодобывающих державах – России, США и Канаде – примерно 1 млн км [1]. Рывку развития сетей трубопроводного транспорта способствовали металлургические технологии прошлого века, обеспечившие производство труб большого диаметра из упрочненных сталей. В 1970-е гг. крупнейшие советские, европейские и азиатские производители трубной продукции освоили производство электросварных труб большого диаметра 1020...1420 мм из малоуглеродистых низколегированных сталей класса прочности X70 для строительства нефте- и газопроводов, работающих под давлением 5,5...7,5 МПа.

В те же годы США предложили технологию трассовой изоляции трубопроводов с применением полиэтиленовых лент типа «Поликен» [2], которая получила широкое распространение в странах, развивающих газопроводные сети. На сегодняшний день следует констатировать износ подземных МГ, построенных во 2-й половине прошлого века, что связано с недолговечностью полиэтиленовых лент и, как следствие, замедленным разрушением труб под действием коррозии и коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) в местах отслоения изоляции.

Наиболее распространенной проблемой для большинства подземных МГ мира стало КРН [3–5], по причине которого аварии газопроводов зафиксированы в США, Канаде, России, Австралии, Иране [3, 4, 6, 7]. На территории России КРН МГ, как правило, наблюдается в грунтовых средах с околонеутральным значением pH-фактора [8]. Раннему – спустя 10...12 лет [9, 10] с начала эксплуатации МГ – образованию дефектов КРН способствует изоляция с применением полиэтиленовых лент. Однако другие типы покрытий полностью не исключают возможности разрушения газопроводов по механизму КРН [11].

Большинство операторов газотранспортных сетей признают увеличение рисков эксплуатации газопроводов в условиях КРН со временем. Вместе с тем не все повреждения, включая трещины и расслоения металла труб, образованные в результате воздействия агрессивной коррозионной среды, оказывают влияние на работоспособность газопровода [12]. Показано [3, 13], что в процессе полного вскрытия участка газопровода и диагностирования труб с приборами неразрушающего контроля глубина

обнаруженных дефектов КРН примерно в девяти случаях из десяти не превышает 10 % толщины стенки трубы ( $\delta$ ). Однако сравнительный анализ данных неразрушающего контроля труб в шурфах и результатов внутритрубного контроля на выборке из более чем 25000 дефектов КРН для МГ с различным сроком эксплуатации (рис. 1) показывает тенденцию к увеличению доли дефектов КРН глубиной более  $0,1\delta$  для газопроводов, возраст которых превышает 30 лет. Это объясняет значимость решения задач своевременного обнаружения и последующего контроля участков газопроводов, подверженных КРН, и разработки ресурсосберегающих технологий их санации.

В интересах решения поставленных задач в настоящей работе дан краткий обзор авторских исследований в области моделирования многостадийного процесса КРН. По результатам моделирования разработаны методика оценки сроков безопасной эксплуатации МГ с дефектами КРН, а также требования к выявлению и ремонту стресс-коррозионных трещин. Приведенные ниже результаты моделирования и практические рекомендации по эксплуатации применимы для МГ большого диаметра 1020...1420 мм, изготовленных из малоуглеродистых низколегированных сталей класса прочности X70, изолированных

полиэтиленовыми лентами, работающих под давлением 5,5...7,5 МПа, со сроками эксплуатации 25 и более лет и подготовленных к проведению внутритрубного технического диагностирования (ВТД).

### Модель КРН труб большого диаметра из малоуглеродистых низколегированных сталей в средах с близким к нейтральному рН

Впервые комплексная кинетическая модель КРН для трубных сталей в средах с рН, близким к нейтральному, предложена автором в 2019 г. [14]. На рис. 2 представлена обобщенная форма 6-стадийной [9, 14] кинетической диаграммы образования и распространения дефектов КРН в трубных сталях с течением времени. Согласно этой модели КРН проходит через последовательность этапов, которые характеризуют изменение скорости распространения трещин, включая сценарий замедления их роста вплоть до полной остановки. На каждом этапе процесс КРН определяется совокупным действием различных параметров. Для прогнозирования скорости КРН описаны параметры, влияющие на кинетику распространения трещин, а также установлены типы функциональных связей между скоростью роста трещин и этими параметрами.

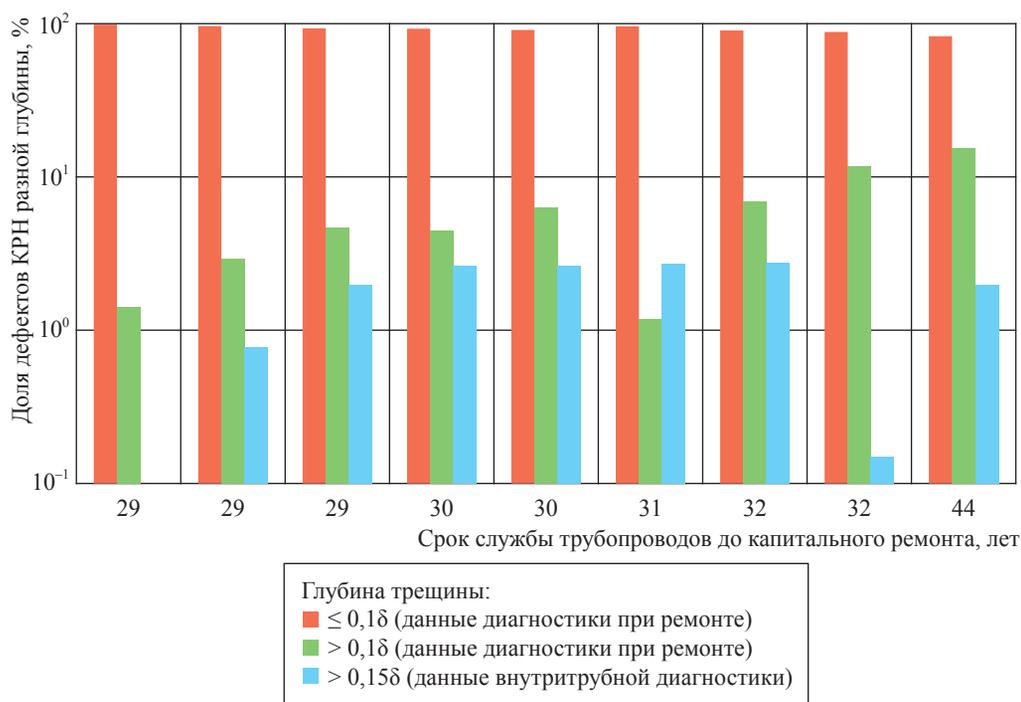


Рис. 1. Процентное отношение дефектов различной глубины к общему количеству дефектов КРН в зависимости от срока эксплуатации МГ

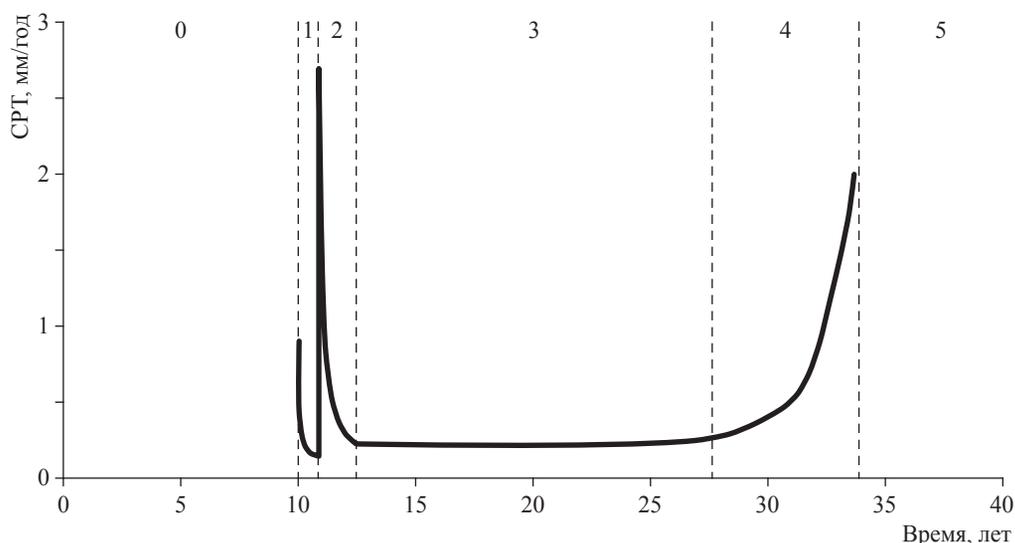


Рис. 2. Динамика скорости роста трещин (СРТ):

0 – гарантированный производителем срок безотказной службы покрытия; 1 – инкубационный период, вмещающий образование локального коррозионного дефекта и предшествующий образованию трещины; 2 – период образования и мгновенного роста трещин (со временем СРТ уменьшается); 3 – наиболее длительный период постоянной СРТ; 4 – период увеличения СРТ под действием переменных внешних или эксплуатационных нагрузок, а также в результате взаимодействия трещин в колониях; 5 – отказ трубопровода

**Описание модели КРН.** Как известно [3, 15], очагами образования стресс-коррозионных повреждений преимущественно становятся несовершенства поверхности металла труб при взаимодействии с коррозионной средой. Поэтому для большинства трубопроводов период до образования коррозионного дефекта – инициатора трещины – справедливо принимать равным гарантированному производителем сроку службы или назначать средний срок службы, опираясь на опыт эксплуатации антикоррозионного защитного покрытия. Например, средний срок службы полиэтиленовых лент следует принимать равным 10...12 годам [9, 10].

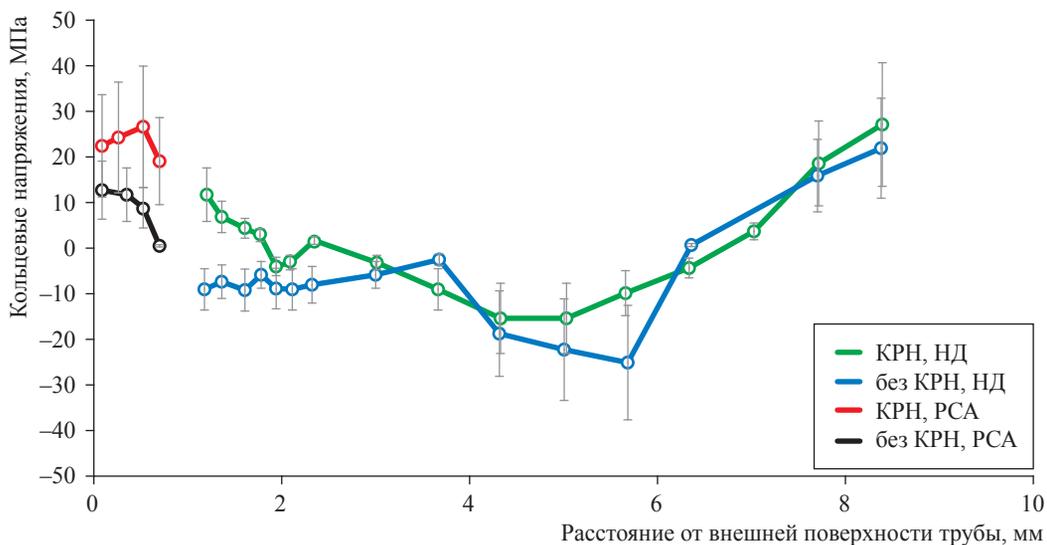
Процесс образования трещин в сталях относится к стадии 2 и происходит в сформированных на стадии 1 локальных коррозионных повреждениях, очагами которых могут стать, например, скопления неметаллических включений, выходящих на поверхность стали [15–17]. Кинетика роста вновь образованных трещин определяется уровнем остаточных технологических напряжений на поверхности стали [18] и отношением длины трещины к ее глубине.

Чувствительными параметрами, характеризующими возможность роста или торможения трещин при переходе на стадию 3, являются

структура и текстура стали [15, 19], сформированные в процессе прокатки. Оценить влияние текстуры на стойкость стали против КРН возможно по результатам измерения соотношения объемных долей компонент кристаллографической текстуры во внутренних и внешних слоях трубы [20].

На стадии 3 часть трещин под воздействием почвенного электролита может незначительно увеличиваться в длину, кроме того, для данной стадии характерно образование плотных колоний трещин. Фактором, способствующим релаксации напряжений, является зона пластической деформации в вершине трещины [14]. Снижение влияния остаточных напряжений по толщине стенки трубы на данном этапе может приводить к остановке роста трещин. Это связано с тем, что растягивающие окружные остаточные напряжения, вызванные процессом формовки трубы, уменьшаются от внешней поверхности к внутренним слоям [18, 21–23].

Распределения остаточных напряжений, измеренных рентгеновским методом, [24–26] показали аналогичную тенденцию (рис. 3). Поскольку рабочие напряжения почти постоянны, а остаточные напряжения уменьшаются, общие окружные напряжения,



**Рис. 3. Результаты измерений остаточных напряжений в тангенциальном (или кольцевом) направлении методами рентгеноструктурного анализа (РСА) и нейтронной дифракции (НД) для двух типов образцов [21]**

вызывающие распространение трещины, также уменьшаются. Таким образом, их влияние на скорость роста трещины снижается. При травлении грунтовым электролитом кончики трещин затупляются, что может приводить к полной остановке развития колонии КРН [26, 27].

Дальнейший рост трещин на стадии 3 под действием почвенного электролита отмечается для части трещин в наименее благоприятных случаях [28, 29] и определяется скоростью локального анодного растворения (ЛАР) стали [8, 30]. Далее по мере перехода части трещин на стадию 4 все большее влияние на скорость их распространения начинают оказывать рабочие напряжения и переменные нагрузки в трубопроводе.

В процессе длительной эксплуатации газопроводов на дефекты КРН на стадии 4 начинают оказывать влияние переменные нагрузки, связанные с колебаниями давления газа и сезонными подвижками грунта [3, 14]. По результатам испытаний [9] для трещин глубиной до 0,28...0,25δ фиксировалось лишь изменение дислокационной субструктуры областей материала вблизи вершин трещин без признаков их усталостного прироста. При этом отмечается нарушение целостности оксидных пленок, что при доступе коррозионной среды может стимулировать рост трещин по механизму ЛАР [13]. Подтверждением указанного явления служат данные о стимулирующем характере действия коррозионно-активных компонентов грунтового электролита ( $S^{2-}$ ,  $CO_3^{2-}$ ,  $PO_4^{3-}$ ) на скорость развития трещин КРН, полученные при статических и малоамплитудных циклических нагрузках в околонеutralном диапазоне pH (рис. 4). По мере развития стресс-коррозионные трещины объединяются, образуя магистральную трещину, которая в конечном итоге может привести к отказу МГ.

С точки зрения управления процессом КРН наиболее важны именно стадии 3 и 4, поскольку, с одной стороны, эти стадии лимитируют длительность процесса замедленного коррозионно-механического разрушения газопровода, с другой стороны, здесь появляется возможность своевременно обнаружить трещины современными приборами внутритрубного технического диагностирования [31, 32], что создает предпосылки к развитию ресурсосберегающих технологий ремонта труб в трассовых условиях [33, 34].

**Математическое описание модели.** Согласно расчетным экспериментальным данным [9, 14], общая скорость процесса образования и распространения одиночной трещины КРН до момента разрыва описывается следующей системой уравнений:

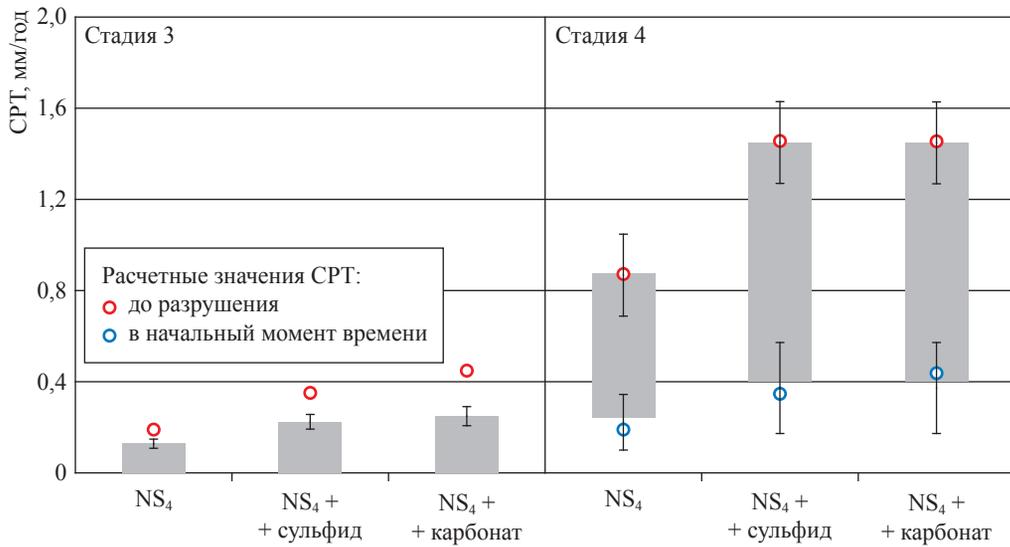


Рис. 4. Зависимость CPT для трубы на 3-й и 4-й стадиях развития процесса КРН [9]

$$\frac{da_i}{dt} = \left\{ \begin{aligned} & i = 1 | k (t - t_0)^{n_1 - 1}, \quad i = 2 | r \cdot \exp\left(-\frac{a_{\max}}{m}\right) s, \\ & i = 3 \left| \left( \frac{i_a^*}{1 - n_2} \cdot \frac{M}{zF\rho} \right)^{\frac{1}{1-n_2}} \left( \frac{t_2}{\epsilon_F} \right)^{\frac{n_2}{1-n_2}} \left( \frac{2N}{N-1} \right)^{\frac{n_2}{1-n_2}} \left( \frac{\beta\sigma_T}{Er_0} \right)^{\frac{n_2}{1-n_2}} \left( \ln \left( \frac{K^2 - K_{\text{КРН}}^2}{\pi r_0 \sigma_T^2} \right) \right)^{\frac{N+1}{N-1} \frac{n_2}{1-n_2}} s, \right. \\ & i = 4 | A_{\text{КВ}} \sum_{l=1}^{k=j} \left[ N_k \left( \frac{K_{\max}^\beta \Delta K_k^\alpha}{f^\gamma} \right)^{n_3} \right], \quad i = 5 | \omega_s = 1 - \frac{\sigma_n}{\sigma_0}, \end{aligned} \right. \quad (1)$$

где  $a_i$  – параметр, характеризующий снижение остаточных напряжений в поверхностном слое металла трубы;  $i$  – номер стадии КРН по модели (см. рис. 2);  $t_i$  – длительность  $i$ -й стадии. Для  $i = 1$ :  $k$  и  $n_1$  – эмпирические коэффициенты, зависящие от состава электролита и металлургических свойств стали;  $t_0$  – время возникновения локального коррозионного дефекта после доступа агрессивной среды к поверхности трубы. Для  $i = 2$ :  $0,01\delta < a \leq 0,08\delta$  для одношовной трубы и  $0,01\delta < a \leq 0,13\delta$  для двухшовной трубы;  $m$  – эмпирический коэффициент, учитывающий отношение глубины одиночной трещины к длине;  $r = dc/dt$  ( $2c$  – длина единичной трещины в колонии на поверхности трубы;  $t$  – время);  $s$  – количество секунд в одном году, с/год. Для  $i = 3$ :  $i_a^*$  – скорость растворения свежего поверхностного металла, А/м<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность стали, г/см<sup>3</sup>;  $n_2$  – показатель экспоненты кривой спада анодного тока;  $M$  – атомная масса железа, г/моль;  $z$  – число электронов в реакции окисления железа;  $F$  – постоянная Фарадея;  $t_2$  – время начала репассивации пленки, с;  $\epsilon_F$  – прочность защитной пленки;  $r_0$  – специфическая длина для расчета напряжений в вершине трещины;  $N$  – коэффициент упрочнения стали;  $\beta$  – коэффициент Райса;  $\sigma_T$  – предел текучести стали, Па;  $E$  – модуль Юнга, Па;  $K_{\text{КРН}}$  – пороговый коэффициент интенсивности напряжений для начала роста трещины в данной коррозионной среде, МПа·м<sup>0.5</sup>. Для  $i = 4$ :  $A_{\text{КВ}}$  – комплексный эмпирический коэффициент, учитывающий параметры трубы и условия эксплуатации;  $N_k$  – количество циклов в  $k$ -м блоке нагружения, испытываемого трубопроводом за год;  $K_{\max}$  – максимальный коэффициент интенсивности напряжений (КИН), рассчитанный для трубы с КРН;  $\Delta K_k$  – диапазон изменения КИН при реализации переменного нагружения в  $k$ -м блоке циклов;  $f_k$  – среднегодовая частота циклов в  $k$ -м блоке нагружения, Гц;  $n, \alpha, \beta, \gamma$  – эмпирические константы. Для  $i = 5$  (подробнее см. далее):  $\omega_s$  – предельное значение параметра поврежденности;  $\sigma_n, \sigma_0$  – напряжения в зоне дефекта – соответственно номинальное (т.е. в неповрежденной трубе) и предельное. Следует отметить, что оригинальная формула [9, 14] для  $i = 4$  была модифицирована с учетом широкого спектра циклического нагружения МГ.

Важным условием моделирования КРН является то, что минимальное значение СРТ на каждом последующем этапе не может быть меньше значения СРТ на предыдущем этапе; данный факт определяет переход процесса КРН на следующую стадию развития.

Для оценки остаточного ресурса труб с магистральной стресс-коррозионной трещиной и последующего оптимального планирования ремонтных мероприятий необходимо ввести понятие отказа (предельного состояния) и расчетный критерий отказа, позволяющий рассчитать точку отказа по сочетанию глубины и длины дефекта. Экспериментально установлено, что разрушение труб происходило, когда в нетто-сечении трубы в зоне трещины действовали напряжения в диапазоне от предела текучести до предела прочности трубы, а фактическое напряжение разрушения зависело от разнообразного сочетания факторов (формы трещины, разброса механических свойств металла и их анизотропии, работы металла в упругопластической зоне, неравномерного распределения остаточных и эксплуатационных напряжений, наличия микродефектов) [3, 34]. В связи с этим для обеспечения консервативности подхода к эксплуатации опасного производственного объекта, а именно МГ, исходя из принципа минимизации техногенных рисков под предельным состоянием (отказом) понимается условие равенства усредненных напряжений в зоне дефекта пределу текучести материала трубы.

**Стадия 5 – отказ.** Точку отказа наиболее корректно рассчитывать на основе известного метода R6, нормативно закрепленного в ряде западноевропейских и американских стандартов<sup>1</sup>, или на основе описания процессов отказа с использованием параметра поврежденности, разработанного рядом советских ученых [35, 36]. Для схематичного описания процесса разрушения трубы введен параметр поврежденности

$$\omega = \frac{F_t}{F_0}, \quad (2)$$

<sup>1</sup> См. R 6: Assessing the integrity of structures containing defects. – British Energy Generation (UK) Limited, 2001. – Rev. 4. BS 7910:2005. Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures. API 579-1/ASME FFS-1. Fitness-For-Service. – 3<sup>rd</sup> ed. – 2016.

где  $F_t$  – площадь трещины;  $F_0$  – площадь поперечного сечения элемента конструкции, содержащего трещину. Таким образом, параметр поврежденности характеризует степень уменьшения площади поперечного сечения, воспринимающей нагрузку, т.е. степень уменьшения эффективной площади. При отсутствии трещин в поперечном сечении стенки трубы  $\omega = 0$ ; когда магистральная трещина охватывает все сечение,  $\omega = 1$  и происходит отказ. В действительности еще до приложения нагрузки материал имеет микродефекты, чему соответствует некоторое начальное значение параметра  $\omega = \omega_0 > 0$ , а отказ происходит в тот момент, когда напряжение в зоне дефекта достигает предельного значения  $\sigma_0$ . Моменту отказа соответствует значение параметра  $\omega = \omega < 1$ .

Таким образом, напряжение в зоне дефекта через параметр поврежденности определяется по формуле

$$\tilde{\sigma} = \frac{\sigma_n}{1 - \omega}. \quad (3)$$

Важное замечание необходимо сделать в отношении величины  $\tilde{\sigma}$  в уравнении (3). Это напряжение по нетто-сечению в точке, находящейся в вершине трещины. Понятие напряжения в точке справедливо для идеального материала, который является однородным и непрерывным. Однако реальный материал, если рассматривать его микроструктуру, не обладает этими свойствами. Поэтому здесь и далее под  $\tilde{\sigma}$  в уравнении (3) будем понимать эффективное (или усредненное) напряжение, действующее в некоторой области, находящейся в зоне дефекта. Следует заметить, что если в рамках рассмотренной модели отказа по параметру  $\omega$  не придавать физического значения параметру поврежденности, а ввести его просто как некоторый скалярный параметр, связанный с процессом разрушения, то эта модель может быть применена к оценке локальной прочности в условиях сложного напряженного состояния. В этом случае в уравнении (3) роль  $\sigma_n$  играет максимальное нормальное растягивающее напряжение.

В соответствии с рассмотренным подходом и принятым критерием отказа предельно допустимое значение параметра поврежденности трубы с трещиной в момент ее отказа может быть определено по экспериментальным или известным (например, R6) расчетным

зависимостям номинальных напряжений  $\sigma_n$  от размеров трещины по формуле

$$\omega_* = 1 - \frac{\sigma_n}{\sigma_0}. \quad (4)$$

С учетом представленного параметра поврежденности отказ трубы с дефектом КРН на стадии 5 описывается уравнением

$$\omega = \varepsilon^\beta \frac{G-1}{G-\varepsilon^\beta}, \quad (5)$$

где  $\varepsilon = \frac{h}{\delta}$  – относительная глубина дефекта, где

$$h - \text{глубина дефекта}; \quad \beta = \frac{2}{3} + \frac{1}{3} \ln \frac{K_c}{\sigma_T \sqrt{0,001\delta}},$$

где  $K_c$  – предельное значение интенсивности напряжений (трещиностойкости), МПа·м<sup>0,5</sup>,  $\sigma_T$  – предел текучести стали трубы, МПа.

Значение входящего в правую часть формулы (5) безразмерного параметра  $G$  вычисляются по формуле

$$G = \sqrt{1 + \frac{1}{\alpha^2} \frac{\varepsilon^\beta L}{1 + \varepsilon^\beta D \delta}}, \quad (6)$$

где  $L$  – длина магистральной трещины (колонии трещин) КРН на поверхности трубы, мм;  $D$  – внешний диаметр трубы, мм;

$$\alpha = \frac{K_c}{\sqrt{\pi} \sigma_T \sqrt[4]{10^{-6} D \delta}} - \text{безразмерный параметр.}$$

В качестве критерия отказа трубы с магистральной стресс-коррозионной трещиной с целью реализации консервативного сценария из-за непредсказуемости поведения трещин при упругопластической работе металла труб принимается условие равенства усредненных напряжений в зоне дефекта пределу текучести материала трубы, который через параметр поврежденности записывается в следующем виде:

$$\omega = [\omega]_{ав} = 1 - \frac{\sigma_n}{\sigma_T}. \quad (7)$$

где  $[\omega]_{ав}$  – аварийное значение параметра поврежденности.

С использованием формулы (5) и принятого критерия отказа (7) предельная длина магистральной трещины (колонии трещин) КРН на поверхности трубы ( $L_*$ ) в зависимости от ее глубины может быть определена по аналитической формуле

$$L_* = \alpha \sqrt{D \delta} \left\{ \frac{1 + \varepsilon^\beta}{\varepsilon^\beta} \left[ \left( \frac{\varepsilon^\beta (1 - [\omega]_{ав})^2}{\varepsilon^\beta - [\omega]_{ав}} \right) - 1 \right] \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (8)$$

Результаты сравнения предельных размеров магистральной стресс-коррозионной трещины, рассчитанных по формуле (8) и методом R6, представлены на рис. 5. Результаты получены при следующих исходных данных:  $\delta = 18,7$  мм;  $\sigma_T = 480$  МПа;  $\sigma_n = 273,56$  МПа;  $K_c = 130$  МПа·м<sup>0,5</sup>;  $[\omega]_{ав} = 0,43$ .

Таким образом, предложенная модель оценки несущей способности трубы с дефектами КРН учитывает геометрические размеры трубы и дефекта, механические свойства трубной стали и дает результаты, сопоставимые по точности с расчетами методом R6<sup>1</sup>.

### Рекомендации по эксплуатации газопроводов с КРН

Сформулированная выше модель КРН, дополненная детализированным описанием точки отказа, позволяет обосновать ряд новых практических рекомендаций по эксплуатации труб, ранее не использовавшихся операторами трубопроводов.

**Оценка работоспособности дефектных элементов.** На рис. 6 приведена графическая интерпретация зависимостей глубин трещин от их длин для заданных уровней снижения несущей способности  $\omega$  (аварийного, предельного и допустимого) для принятия

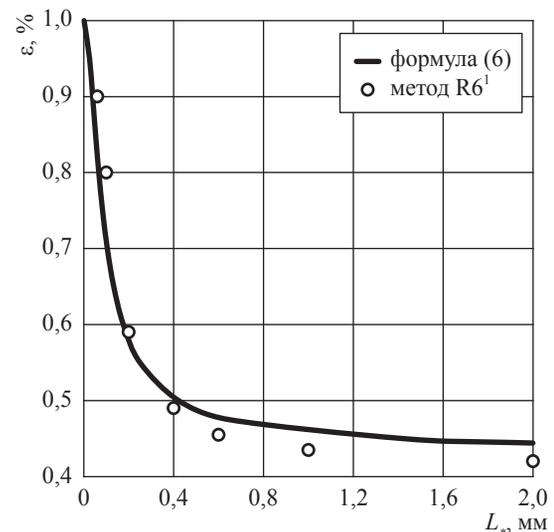


Рис. 5. Зависимость относительной глубины магистральной стресс-коррозионной трещины от ее предельной длины для трубы диаметром  $D = 1420$  мм

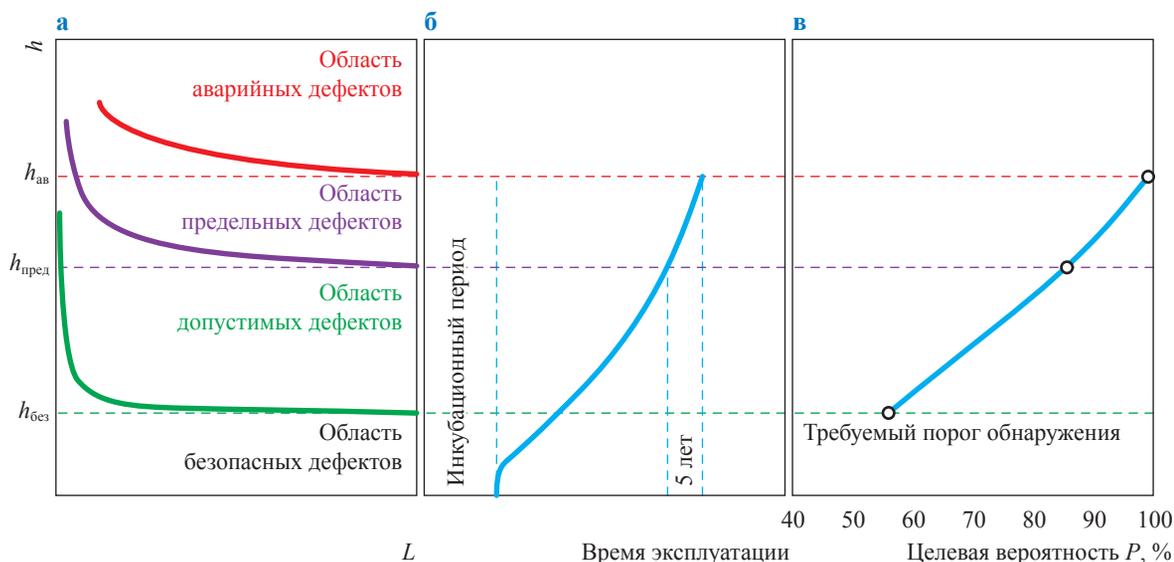


Рис. 6. Графическая реализация уравнений (8) и (1) (а и б соответственно) и требований к приборам для ВТД (в) [31, 32]

управленческих решений по результатам расчетной оценки остаточного ресурса МГ по модели КРН [14].

Оценка использует аварийное ( $h_{ав}$ ), предельное ( $h_{пред}$ ) и безопасное ( $h_{без}$ ) значения  $h$  для данной трубы в соответствии с формулой (5).

$$h_{ав} = \delta[\omega]_{ав}^{1/\beta}. \quad (9)$$

Далее, используя уравнение (9), оценивают размеры дефектов. В зависимости от размеров дефектов КРН (см. рис. 6) возможны следующие практические рекомендации по ремонту дефектной трубы:

а) трещина считается аварийной, а труба должна быть немедленно отремонтирована, если

$$h \geq h_{ав}; \quad (10)$$

б) труба подлежит оперативному ремонту, если рассчитанное по формуле (1) значение  $h$  удовлетворяет условию

$$h_{пред} \leq h < h_{ав}. \quad (11)$$

Это значит, что глубина дефекта достигнет предельного значения до повторной внутритрубой инспекции. При условии недостижения трубой аварийного состояния в течение

планового междиagnostического периода<sup>2</sup> ( $T_{пл}$ ) [14]

$$h_{пред} = h_{ав} - T_{пл} \cdot \text{СРТ}; \quad (12)$$

в) труба подлежит плановому ремонту в сроки, рассчитанные на основе кинетической модели (1), при соблюдении условия

$$0,1\delta < h < h_{пред}; \quad (13)$$

г) КРН-повреждение трубы незначительно, ее механический ремонт не требуется, достаточно очистить поверхность трубы и восстановить изоляционное покрытие [33, 34, 37], если

$$h \leq 0,1\delta. \quad (14)$$

**Требования к обнаружению КРН с применением приборов ВТД.** Особенности эксплуатации трубопроводов, подверженных КРН, предъявляют особые требования к Системе

<sup>2</sup> В России для приборов ВТД  $T_{пл} = 3 \dots 5$  лет.

См.: Правила эксплуатации магистральных газопроводов: СТО Газпром 2-3.5-454-2010.

См. также: Управление техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром». Технические требования к автоматизированным диагностическим комплексам для технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций: Р Газпром 2-2.3-1192-2020.

См. также: Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов: Р Газпром 2-2.3-1190-2019.

Требования к ВТД МГ с дефектами КРН и единичными трещинами<sup>3</sup>

Тип дефекта	Степень опасности дефекта (см. рис. 6)	Требования к внутритрубным инспекционным приборам		Вероятность обнаружения и идентификации дефекта ( $P = P_0 \cdot P_1$ )
		вероятность обнаружения дефекта ( $P_0$ )	вероятность идентификации дефекта ( $P_1$ )	
КРН и единичные трещины	Безопасный	0,8	0,7	0,56
	Допустимый	0,95	0,9	0,855
	Предельный	0,99	0,99	0,98
	Аварийный	1	0,99	0,99

управления техническим состоянием и целостностью МГ [31, 32], включая верификацию результатов ВТД в шурфах. Приборы ВТД должны обеспечивать:

- обнаружение и правильное распознавание с требуемой вероятностью (таблица) дефектов КРН в основном металле труб, кольцевых и продольных сварных швах;
- измерение толщин и геометрии элементов трубопровода,
- определение пространственного положения дефектов и контроль состояния изоляционного покрытия.

Фактическая вероятность  $P_0$  устанавливается при статистической обработке данных обследований в шурфах для выборки дефектов КРН одного класса, обнаруженных прибором для ВТД, и в зависимости от количества пропущенных дефектов ( $n_n$ ) среди действительного количества дефектов в выборке ( $N_d$ ) рассчитывается по следующим формулам:

$$P_0 = \sqrt[n_d]{1 - \gamma} \text{ для } n_n = 0; \quad (15)$$

$$P_0 = 1 - \frac{2z}{2y + z - \frac{2(n_n^2 + 2n_n) + n_n z - z^2}{6y}} \text{ для } 0 < n_n \leq (N_d - n_n), \quad (16)$$

где  $\gamma$  – доверительная вероятность (нижняя граница доверительного интервала), равная 0,9;  $y$  – параметр, равный  $2N_d - n_n$ ;

$$z = 2(n_n + 1) \left( 1 - \frac{1}{9(n_n + 1)} + u_\gamma \sqrt{\frac{1}{9(n_n + 1)}} \right)^3, \quad (17)$$

где  $u_\gamma$  – квантиль стандартизованного нормального распределения, значение которого равно 1,282 для доверительной вероятности 0,9. Вероятность  $P_1$  рассчитывается аналогично на основе доли правильно идентифицированных дефектов в общем количестве обнаруженных дефектов. По результатам сравнения фактических и требуемых значений  $P$  (см. таблицу) оператором трубопровода принимается решение о соответствии использованного прибора действующим отраслевым требованиям<sup>3</sup>.

Кросс-графики (см. рис. 6) наглядно демонстрируют корреляцию расчетной оценки работоспособности дефектных элементов трубопровода, вероятности обнаружения и идентификации дефектов КРН и кинетики развития во времени.

\*\*\*

Ключевыми инструментами обеспечения безаварийной эксплуатации газотранспортных сетей большого диаметра являются контроль и управление процессами замедленного разрушения труб, среди которых наиболее сложным и многостадийным является КРН. Ресурс газопровода с дефектами КРН предложено оценивать согласно кинетической модели исходя из длительности периода развития стресс-коррозионной трещины вплоть до отказа трубы. Представлен расчетный критерий предельного состояния (точки отказа) трубы с магистральной стресс-коррозионной трещиной, основанный на описании процессов разрушения с использованием параметра поврежденности трубы.

<sup>3</sup> См. Р Газпром 2-2.3-1192-2020.

В зависимости от расчетной оценки работоспособности и остаточного ресурса труб с дефектами КРН даны практические рекомендации для определения сроков и способов их ремонта, направленные на ресурсосбережение без ухудшения условий безопасной эксплуатации.

Сформулированы требования к дефектоскопическим характеристикам приборов для

ВТД МГ и математическому аппарату для оценки их достижения в части точности обнаружения и идентификации дефектов КРН.

Приведена корреляция расчетной оценки степени опасности дефектов КРН в отношении элементов МГ, кинетики их развития и вероятности их выявления приборами ВТД.

## Список литературы

1. Pipelines // Encyclopedia of the Nations. – World Statistics. – The World Factbook – CIA. – <https://www.nationsencyclopedia.com/WorldStats/CIA-World-Factbook-Pipelines.html>
2. Kendall International, Inc. // International Directory of Company Histories. – St. James, MO, USA: St. James Press, 1995. – Т. 11. – <https://www.encyclopedia.com/books/politics-and-business-magazines/kendall-international-inc>
3. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № S2 (724). – С. 10–15.
4. Cheng Y.F. Stress corrosion cracking of pipelines / Y.F. Cheng. – Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.
5. Pouraziz R. Investigation of different failure modes in oil and natural gas pipeline steels / R. Pouraziz, M.A. Mohtadi-Bonab, J.A. Szpunar // Eng. Fail. Anal. – 2020. – Т. 109. – Ст. № 104400. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104400>
6. Lavigne O. Analysis of intergranular stress corrosion crack paths in gas pipeline steels; straight or inclined? / O. Lavigne, E. Gamboa, V. Luzin, et al. // Eng. Fail. Anal. – 2018. – Т. 85. – С. 26–35. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.12.004>
7. Sadeghi Meresht E. Failure analysis of stress corrosion cracking occurred in a gas transmission steel pipeline / E. Sadeghi Meresht, T. Shahrabi Farahani, J. Neshati // Eng. Fail. Anal. – 2011. – Т. 18. – С. 963–970. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2010.11.014>
8. Ryakhovskikh I.V. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko // Eng. Fail. Anal. – 2018. – Т. 94. – С. 87–95. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.07.036>
9. Ryakhovskikh I.V. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipelines operation / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov // Eng. Fail. Anal. – 2021. – Т. 121. – Ст. № 105134. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.105134>
10. Zhao J. Crack growth modeling and life prediction of pipeline steels exposed to near-neutral pH environments: dissolution crack growth and occurrence of crack dormancy in stage I / J. Zhao, W. Chen, M. Yu, et al. // Metall. Mater. Trans. A. – 2017. – Т. 48. – С. 1629–2017. – <https://doi.org/10.1007/s11661-016-3951-3>.
11. Ryakhovskikh I. Stress corrosion cracking of pipeline steel in near-neutral pH environment / I. Ryakhovskikh, R. Bogdanov, T. Esiev, et al. // Proc. of Materials Science & Technolog, October 12–16, 2014, Pittsburgh, PA, USA. – Т. 1. – С. 807–814.
12. Kantyukov R. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes / R. Kantyukov, I. Ryakhovskikh, R. Kashkovskiy // Eng. Fail. Anal. – 2021. – Т. 120. – Ст. № 105091.
13. Arabey A.B. Studying the possibility of long-term operation of pipes with insignificant SCC / A.B. Arabey, O.N. Melekhin, O.V. Burutin, et al. // 3R International. – 2017. – № 01–02. – С. 104–110.
14. Ryakhovskikh, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines = Закономерности развития стресс-коррозии труб магистральных газопроводов в средах с околонеутральным водородным индексом / И.В. Ряховских; на англ. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 43–59.
15. Zaitsev A.I. Structural factors governing main gas pipeline steel stress corrosion cracking resistance / A.I. Zaitsev, I.G. Rodionova, et al. // Metallurgist. – 2013. – Т. 57. – № 7–8. – С. 695–706.

16. Зайцев А.И. Исследование влияния металлургических факторов на стойкость современных трубных сталей против коррозионного растрескивания / А.И. Зайцев, И.Г. Родионова, О.Н. Бакланова и др. // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2013. – № 1. – С. 54–69.
17. Stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipelines. – Calgary, Alberta: National Energy Board, 1996. – Report № MH-2-95.
18. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2(673). – С. 52–54.
19. Perlovich Y. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes / Y. Perlovich, O. Krymskaya, M. Isaenkova, et al. // Materials Science Forum. – 2017. – № 879. – С. 1025–1030.
20. Perlovich Y.A. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress- corrosion cracking of steel tubes / Y.A. Perlovich, O.A. Krymskaya, M.G. Isaenkova, et al. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – Т. 130. – № 1. – Ст. 012009.
21. Lavigne O. Microstructural and mechanical factors influencing high pH stress corrosion cracking susceptibility of low carbon line pipe steel / O. Lavigne, E. Gamboa, W. Costin, et al. // Eng. Fail. Anal. – 2014. – Т. 42. – С. 283–291. – <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2014.07.011>.
22. Lothhammer L.R. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the holedrilling technique / L.R. Lothhammer, M.R. Viotti, A. Albertazzi Jr., et al. // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2017. – Т. 152. – С. 46–55. – <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.05.008>.
23. Gou R. Residual stress measurement of new and in-service X70 pipelines by X-ray diffraction method / R. Gou, Y. Zhang, X. Xu, et al. // NDT&E International. – 2011. – Т. 44. – С. 387–393. – <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2011.03.003>
24. Perlovich Yu. A. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity / Yu. A. Perlovich, I. V. Ryakhovskikh, M. G. Isaenkova et al. // KnE Materials Science. – 2017. – 15<sup>th</sup> International School-Conference “New Materials – Materials of Innovative Energy” (MIE). – С. 179–186. – <https://doi.org/10.18502/kms.v4i1.2142>
25. Перлович Ю.А. Механизмы коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов по данным рентгеновского исследования их структурных особенностей / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаenkova, О.А. Крымская и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 22–33.
26. Perlovich Y. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes / Y. Perlovich, O. Krymskaya, M. Isaenkova, et al. // Materials Science Forum. – 2017. – Т. 879. – С. 1025–1030. – <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.879.1025>
27. Leis B.N. Initiation of SCC on gas transmission pipelines in related cracking environments / B.N. Leis // Corrosion 96. – Denver, Colorado: NACE International, 1996. – Ст. № 268.
28. Chen W. An overview of near-neutral pH stress corrosion cracking in pipelines and mitigation strategies for its initiation and growth / W. Chen // Corrosion 72. – Denver, Colorado: NACE International, 2016. – С. 962–977. – <https://doi.org/10.5006/1967>
29. Кантор М.М. Применение метода дифракции отраженных электронов для изучения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных трубопроводов / М.М. Кантор, В.В. Судьин, В.А. Боженков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 30–36.
30. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel / A.I. Marshakov, V.E. Ignatenko, et al. // Corr. Sci. – 2014. – Т. 83. – С. 209–216. – <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2014.02.012>.
31. Ryakhovskikh I. Pipeline integrity management system for gas compressor stations / I. Ryakhovskikh, V. Podolskaia, M. Sidorochev, et al. // Proc. of 17<sup>th</sup> Pipeline Technology Conference. – 2020. – <https://www.pipeline-conference.com/abstracts/pipeline-integrity-management-system-gas-compressor-stations>
32. Ryakhovskikh I.V. Model of integrity management system for compressor stations technological pipelines in conditions of inspection data incompleteness / I.V. Ryakhovskikh, V.V. Podolskaia, A.A. Kaverin, et al. // Equipment and technologies for oil and gas complex. – 2020. – Т. 118. – С. 67–78.

33. Ряховских И.В. Совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / И.В. Ряховских, А.В. Мельникова, Д.А. Мишарин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 79–86.
34. Арабей А.Б. Технология ремонта магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, И.В. Ряховских, А.В. Мельникова и др. // Наука и технологии в газовой промышленности. – 2017. – № 3 (71). – С. 3–16.
35. Kachanov L.M. Introduction to continuum damage mechanics / L.M. Kachanov. – Berlin; Heidelberg, Germany: Springer Science: Business Media, B.V., 1986. – 135 с. – (Mechanics of elastic stability).
36. Rabotnov Yu. N. Elements of hereditary solid mechanics / Ю.Н. Работнов. – М.: Мир, 1980. – 387 с.
37. Патент № 2639599 Российская Федерация, МПК F16L 58/00(2006.01). Способ отбраковки и ремонта труб подземных трубопроводов: № 2016123908: заявл. 15.06.2016: опубл. 21.12.2017 / С.В. Нефедов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов и др. – 10 с.

## Safe operation of gas pipelines on the grounds of stress-corrosion control modelling

I.V. Ryakhovskikh

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: I\_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This paper highlights the phenomenon of stress-corrosion cracking being a serious challenge for the operators of the large-diameter gas mains built in the latter half of the 20<sup>th</sup> century. Author suggests ways to provide safeness of such systems on the grounds of a kinetic stress-corrosion model designed previously for cases of the domestic gas pipelines subject to stress-corrosion cracking. Like the prominent results of studies, author presents the computed procedures for assessment of residual life and strength of pipes having the stress-corrosion cracks and incorporated into the gas trunk pipelines. He recommends few criteria for selecting detectors suitable for in-line pipes inspection and methods of pipe repair depending of stress-corrosion cracks dimensions.

**Keywords:** gas pipeline, corrosion, cracking, model, resource, diagnostics, defect, repair.

### References

1. Pipelines. In: *Encyclopedia of the Nations. World Statistics. The World Factbook – CIA* [online]. Available from: <https://www.nationsencyclopedia.com/WorldStats/CIA-World-Factbook-Pipelines.html>
2. Kendall International, Inc. In: *International Directory of Company Histories* [online]. St. James, MO, USA: St. James Press, 1995, vol. 11. Available from: <https://www.encyclopedia.com/books/politics-and-business-magazines/kendall-international-inc>
3. ALIMOV, S.V., A.B. ARABEY, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. The concept of diagnosis and repair of gas mains in regions with high susceptibility to stress corrosion cracking [Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistralnykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennostyu k stress-korrozii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. S2 (724), pp. 10–15, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. CHENG, Y.F. *Stress corrosion cracking of pipelines*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.
5. POURAZIZ, R., M.A. MOHTADI-BONAB, J.A. SZPUNAR. Investigation of different failure modes in oil and natural gas pipeline steels. *Eng. Fail. Anal.*, 2020, vol. 109, paper no. 104400, ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104400>
6. LAVIGNE, O., E. GAMBOA, V. LUZIN, et al. Analysis of intergranular stress corrosion crack paths in gas pipeline steels; straight or inclined? *Eng. Fail. Anal.*, 2018, vol. 85, pp. 26–35, ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.12.004>.
7. SADEGHI MERESHT, E., T. SHAHRABI FARAHANI, J. NESHATI. Failure analysis of stress corrosion cracking occurred in a gas transmission steel pipeline. *Eng. Fail. Anal.*, 2011, vol. 18, pp. 963–970, ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2010.11.014>
8. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV, V.E. IGNATENKO. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes. *Eng. Fail. Anal.*, 2018, vol. 94, pp. 87–95, ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.07.036>

9. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipelines operation. *Eng. Fail. Anal.*, 2021, vol. 121, paper no. 105134, ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.105134>
10. ZHAO, J., W. CHEN, M. YU, et al. Crack growth modeling and life prediction of pipeline steels exposed to near-neutral pH environments: dissolution crack growth and occurrence of crack dormancy in stage I. *Metall. Mater. Trans. A*, 2017, vol. 48, pp. 1629–1647, ISSN 10735623. Available from: <https://doi.org/10.1007/s11661-016-3951-3>.
11. RYAKHOVSKIKH, I., R. BOGDANOV, T. ESIEV, et al., Stress corrosion cracking of pipeline steel in near-neutral pH environment. In: *Proc. of Materials Science & Technology*, October 12–16 2014, Pittsburgh, PA, USA, vol. 1, pp. 807–814.
12. KANTYUKOV, R., I. RYAKHOVSKIKH, R. KASHKOVSKIY. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes. *Eng. Fail. Anal.*, 2021, vol. 120, paper no. 105091, ISSN 1350-6307.
13. ARABEY, A.B., O.N. MELEKHIN, O.V. BURUTIN, et al. Studying the possibility of long-term operation of pipes with insignificant SCC. *3R International*, 2017, no. 01–02, pp. 104–110, ISSN 1613-1959.
14. RYAKHOVSKIKH, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 43–59. ISSN 2306-8949.
15. ZAITSEV, A.I., I.G. RODIONOVA, et al. Structural factors governing main gas pipeline steel stress corrosion cracking resistance. *Metallurgist*, 2013, vol. 57, no. 7–8, pp. 695–706, ISSN 0026-0894.
16. ZAYTSEV, A.I., I.G. RODIONOVA, O.N. BAKLANOVA, et al. Studying effect of metallurgic factors on modern pipe steels resistance to corrosion cracking [Issledovaniye vliyaniya metallurgicheskikh faktorov na stoykost sovremennykh trubnykh staley protiv korrozionnogo rastreskivaniya]. *Problemy Chernoy Metallurgii i Materialovedeniya*, 2013, no. 1, pp. 54–69, ISSN 1997-9258. (Russ.).
17. *Stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipelines*. Calgary, Alberta: National Energy Board, 1996, report no. MH-2-95.
18. ARABEY, A.B., T.S. ESIYEV, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Influence of features of the pipe production technology on resistance to stress corrosion cracking during the operation of main gas pipelines [Vliyaniye osobennostey tekhnologii proizvodstva trub na stoykost k korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 2(673), pp. 52–54, ISSN 0016-5581. (Russ.).
19. PERLOVICH, Y., O. KRYMSKAYA, M. ISAENKOVA, et al. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes. *Materials Science Forum*, 2017, no. 879, pp. 1025–1030. ISSN 0255-5476.
20. PERLOVICH, Y.A., O.A. KRYMSKAYA, M.G. ISAENKOVA, et al. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress- corrosion cracking of steel tubes. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2016, vol. 130, no. 1, paper no. 012009, ISSN 1757-899X.
21. LAVIGNE, O., E. GAMBOA, W. COSTIN, et al. Microstructural and mechanical factors influencing high pH stress corrosion cracking susceptibility of low carbon line pipe steel. *Eng. Fail. Anal.*, 2014, vol. 42, pp. 283–291. ISSN 1350-6307. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2014.07.011>.
22. LOTHHAMMER, L.R., M.R. VIOTTI, A. ALBERTAZZI Jr., et al. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the holedrilling technique. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2017, vol. 152, pp. 46–55, ISSN 0308-0161. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.05.008>
23. GOU, R., Y. ZHANG, X. XU. Residual stress measurement of new and in-service X70 pipelines by X-ray diffraction method. *NDT&E International*, 2011, vol. 44, pp. 387–393, ISSN 0963-8695. <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2011.03.003>.
24. PERLOVICH, Yu.A., I.V. RYAKHOVSKIKH, M.G. ISAENKOVA, et al. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity. *KnE Materials Science* [online]. 2017, 15<sup>th</sup> International School-Conference “New Materials – Materials of Innovative Energy” (MIE), pp. 179–186, ISSN 2519-1438. <https://doi.org/10.18502/kms.v4i1.2142>.
25. PERLOVICH, Yu.A., M.G. ISAYENKOVA, O.A. KRYMSKAYA, et al. Mechanics of stress corrosion in trunk gas pipes according to X-ray studies of pipe structural characteristic [Mekhanizmy korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem trub magistralnykh gazoprovodov po dannym rentgenovskogo issledovaniya ikh strukturnykh osobennostey]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 22–26.
26. PERLOVICH, Y., O. KRYMSKAYA, M. ISAENKOVA, et al., Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes. *Materials Science Forum*, 2017, vol. 879, pp. 1025–1030, ISSN 0255-5476. Available from: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.879.1025>
27. LEIS, B.N. Initiation of SCC on gas transmission pipelines in related cracking environments. In: *Corrosion 96*. Denver, Colorado: NACE International, 1996, paper no. 268.
28. Chen, W. An overview of near-neutral pH stress corrosion cracking in pipelines and mitigation strategies for its initiation and growth. In: *Corrosion 72*. Denver, Colorado: NACE International, 2016, pp. 962–977. Available from: <https://doi.org/10.5006/1967>.

29. KANTOR, M.M., V.V. SUDIN, V.A. BOZHENOV. Application of the slow electron diffraction method for studying stress corrosion cracking of trunk pipelines [Primeneniye metoda diffraktsii otrazhennykh elektronov dlya izucheniya korroziionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem magistralnykh truboprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3 (27): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 30–36. ISSN 2306-8949. (Russ.).
30. MARSHAKOV, A.I., V.E. IGNATENKO, et al. Effect of electrolyte composition on crack growth rate in pipeline steel. *Corr. Sci.*, 2014, vol. 83, pp. 209–216, ISSN 0010-938X. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2014.02.012>.
31. RYAKHOVSKIKH I., V. PODOLSKAIA, M. SIDOROCHEV, et al. Pipeline integrity management system for gas compressor stations. In: *Proc. of Pipeline Technology Conference 2020*. Available from: <https://www.pipeline-conference.com/abstracts/pipeline-integrity-management-system-gas-compressor-stations>
32. RYAKHOVSKIKH, I.V., V.V. PODOLSKAIA, A.A. KAVERIN, et al. Model of integrity management system for compressor stations technological pipelines in conditions of inspection data incompleteness. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 2020, vol. 118, pp. 67–78, ISSN 1999-6934.
33. RYAKHOVSKIKH, I.V., A.V. MELNIKOVA, D.A. MISHARIN, et al. Perfecting an overhaul procedure in respect to long sections of gas mains subject to stress corrosion cracking [Sovershenstvovaniye tekhnologii remonta protyazhennykh uchastkov magistralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korroziionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3 (27): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 79–86. ISSN 2306-8949. (Russ.).
34. ARABEY, A.B., I.V. RYAKHOVSKIKH, A.V. MELNIKOVA, et al. Technology of repair of main gas pipelines subject to stress corrosion cracking [Tekhnologiya remonta magistralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korroziionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Nauka i Tekhnologii v Gazovoy Promyshlennosti*, 2017, no. 3 (71), pp. 3–16. ISSN 2070-6820. (Russ.)
35. KACHANOV, L.M. *Introduction to continuum damage mechanics*. Berlin; Heidelberg, Germany: Springer Science: Business Media, B.V., 1986. Series: Mechanics of elastic stability.
36. RABOTNOV, Yu. N. *Elements of hereditary solid mechanics*. Moscow: Mir, 1980.
37. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of rejection and repair of underground pipe lines*. Inventors: NEFEDOV, S.V., I.V. RYAKHOVSKIKH, R.I. BOGDANOV. 21 December 2017. Appl: 15 June 2016. RU 2639599.

УДК 620.194.22

## Стабилизация коррозионных трещин под напряжением за счет послойной неоднородности кристаллографической текстуры и остаточных напряжений в стальных трубах магистральных газопроводов

О.А. Крымская<sup>1\*</sup>, М.Г. Исаенкова<sup>1</sup>, Н.С. Морозов<sup>1</sup>, Р.А. Минушкин<sup>1</sup>, П.С. Джумаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», Российская Федерация, 115409, г. Москва, Каширское ш., д. 31

\* E-mail: olgakrym@inbox.ru

**Тезисы.** В работе продемонстрировано влияние неоднородности количественных текстурных и структурных параметров по толщине стенки труб из стали категории прочности Х70 на склонность труб к коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). Исследованы кристаллографическая текстура, структура и остаточные упругие деформации основного материала труб после длительной эксплуатации в составе магистральных газопроводов, а также различных зон технологических сварных швов. Выявлены механизмы снижения скорости развития трещин КРН при достижении слоя, в пределах которого текстурные параметры значительно изменяются. На основе анализа полученных данных выработан критерий классификации труб: при степени выраженности текстуры на внешней поверхности трубы выше 3 большинство трещин с высокой степенью вероятности (90 %) не развиваются глубже 15 % от толщины стенки трубы. На основе экспериментальных данных продемонстрировано, что характер распределения остаточных упругих деформаций по толщинам стенок различных труб практически идентичен: растягивающая на внешней поверхности тангенциальная составляющая линейно снижается практически до нулевых значений в районе 20 % от толщины стенки.

Согласно полученным результатам предложены рекомендации по учету количественных текстурных и структурных параметров, а также остаточных упругих деформаций при оценке скоростей развития трещин КРН и их стабилизации.

В настоящее время особенно актуальна задача установления остаточного ресурса труб магистральных газопроводов (МГ) с обнаруженными дефектами коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [1–5]. Как показывает практика, большое количество мелких трещин глубиной менее 10 % от толщины стенки трубы ( $t$ ) не развиваются при дальнейшей эксплуатации трубы при условии изолирования ее поверхности от воздействия внешней коррозионно-активной среды. Этот эффект объясняют, в частности, снижением технологических окружных (тангенциальных) напряжений, которые, как известно, являются растягивающими на внешней поверхности трубы. Тем не менее оценку локальных напряжений можно считать наименее изученной в настоящее время причиной возникновения различных дефектов во время эксплуатации труб, так как напряжения в металле труб, возникающие при их производстве и транспортировке, не регламентируются и, соответственно, не учитываются при расчетах. Поэтому отдельные аспекты научного объяснения данного эффекта требуют дополнительного обоснования и эмпирического подтверждения, так как существуют участки труб, в которых обнаруживаются более глубокие трещины.

В предыдущих работах авторами показано [6–9], что на продвижение КРН-трещин вглубь стенки трубы совместно оказывают влияние два фактора: наличие растягивающих тангенциальных макронапряжений и послойная неоднородность кристаллографической текстуры, при этом последняя влияет по-разному в зависимости от типа трещин. Так, транскристаллитные трещины, движущиеся по определенной кристаллографической плоскости, должны менять плоскость своего распространения при достижении границы слоя с отличающейся текстурой

**Ключевые слова:** кристаллографическая текстура, структура, коррозионное растрескивание под напряжением, стальная труба, газопровод, послойная неоднородность, горячая прокатка, остаточные упругие деформации, микродеформация, сварной шов.

и, следовательно, с отличающейся кристаллографической ориентацией зерен, что может приводить к торможению (замедлению) развития трещин. Поскольку растягивающие тангенциальные макронапряжения довольно быстро падают по мере удаления от внешней поверхности трубы, продвижение такого типа трещин может полностью остановиться.

Зарождение и распространение интеркристаллитных трещин контролируются взаимной разориентацией соседних зерен, так что с увеличением разориентации продвижение КРН-трещин интенсифицируется. Кроме того, вблизи границ между слоями трубы с разными текстурами могут возникать радиальные макронапряжения, связанные с различием тепловых объемных изменений этих слоев. Однако уровень и знак таких макронапряжений до настоящего времени не измерялись.

Таким образом, полученные ранее результаты свидетельствуют о существовании двух взаимно противоположных тенденций, контролирующих распространение в трубах МГ коррозионных трещин под напряжением. Транскристаллитным трещинам препятствует резкая переориентация зерен на их пути, КРН-трещины при этом или тормозятся, или вообще останавливаются. Движение интеркристаллитных трещин интенсифицируется при усилении взаимной разориентации зерен в области распространения трещин. Эти обстоятельства в совокупности, наряду с уровнем действующих напряжений, определяют преимущественный характер продвижения КРН-трещин.

Далее в статье обобщены и систематизированы результаты исследований послойной неоднородности текстуры и остаточных упругих деформаций основного металла труб МГ, приведены результаты исследований влияния на процессы развития трещин КРН субструктурной неоднородности, которая выражается в неоднородности распределения наклепа и остаточных микродеформаций, а также исследованы особенности текстуры в районе технологического сварного шва.

### Материалы и методы исследования

Исследованы около 25 фрагментов, вырезанных из 10 различных труб МГ, как с обнаруженными методом вихретоковой дефектоскопии (ВТД) трещинами КРН, так и без них. Следует отметить, что в некоторых образцах,

где по данным ВТД дефектов не обнаружено, при металлографическом анализе выявлены мелкие трещины. Исследовались образцы труб типоразмеров ( $\varnothing \times l$ ) 1020×12,9...16 мм, 1420×16,5...18,7 мм, изготовленных из стали категории прочности X70 со стандартным содержанием химических добавок, %: С – 0,08; Мп – 1,50; Nb – 0,04 (рис. 1, см. а).

Исследованные трубы находились в эксплуатации с 1982–1986 гг. Среди изученных фрагментов большое количество с коррозионными трещинами средней глубины примерно 1 мм, однако в некоторых случаях глубина дефектов достигает 4 и даже 7 мм. Для сравнения исследовались также бездефектные образцы, расположенные максимально близко (~ 5 см) к зоне с обнаруженными трещинами. Кроме того, исследовался материал труб в зоне технологического (заводского) сварного шва. Исследования проводились послойно, начиная от середины шва к основному металлу, как показано красными пунктирными линиями на рис. 1б.

Экспериментальные исследования включали металлографическое изучение образцов труб МГ, рентгеновский дифрактометрический анализ текстуры, субструктурного состояния и остаточных упругих деформаций, а также анализ локальных текстур методом дифракции обратно рассеянных электронов (EBSD). Образцы для рентгеновских исследований отрезались на станке с алмазным диском, затем исследуемая поверхность готовилась последовательным шлифованием поверхности с постепенным уменьшением размера абразивных частиц и электролитическим травлением в растворе 70 %  $H_3PO_4$  + 15 %  $H_2SO_4$  + 15 %  $H_2O$  с добавлением 6 г  $CrO_3$ . Приготовление шлифов для EBSD-анализа включало вырезку образцов на электроэрозионном станке, запрессовку в медной проводящей заливке, шлифование поверхности с применением абразивных бумажных дисков, полирование на сушках с использованием суспензий различной зернистости от 9 до 0,05 мкм.

**Измерение остаточных упругих деформаций.** Остаточные напряжения – один из основных факторов распространения трещин, поэтому важной задачей является их оценка для разных типоразмеров и отличающихся технологий формовки труб. Такие напряжения впервые возникают в конструкционном материале на самых ранних стадиях процесса его

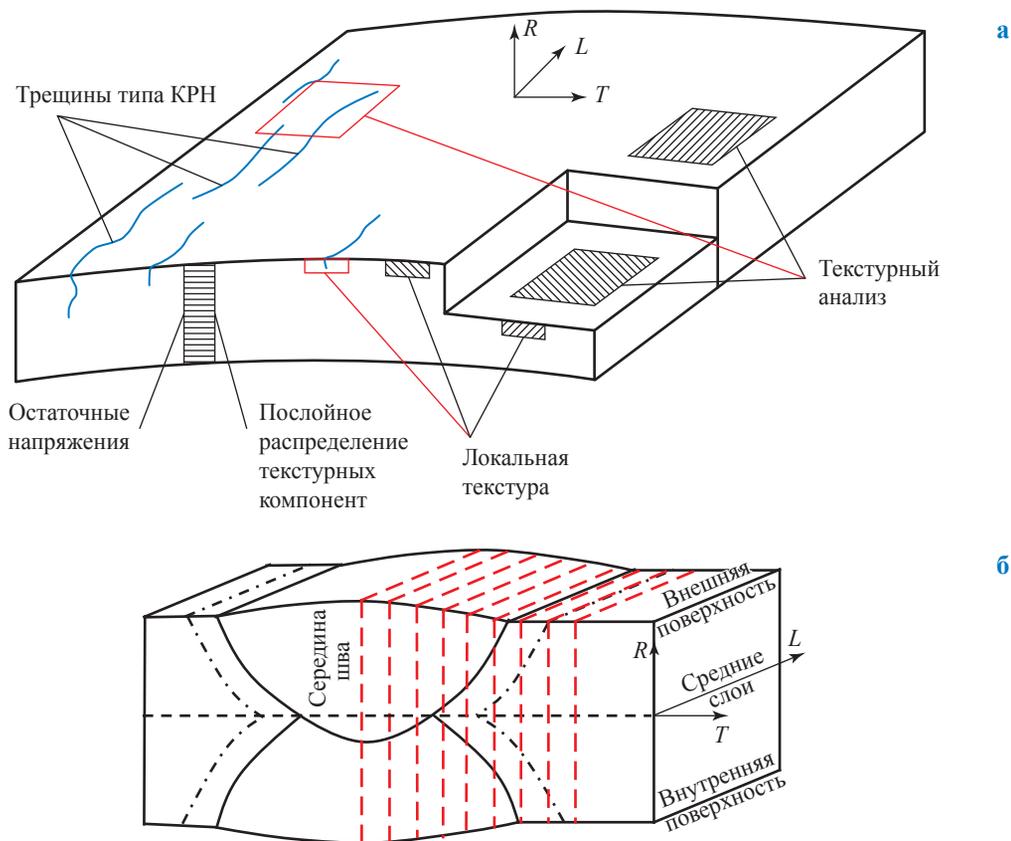


Рис. 1. Схема исследования труб МГ:

**а** – основной металл (рамками и штриховкой показаны зоны, в которых проводились рентгеновские измерения); **б** – материал в зоне технологического (заводского) сварного шва

изготовления. Материал листового проката, из которого изготавливаются трубы большого диаметра, уже содержит некоторые остаточные напряжения, связанные с неравномерностью пластической деформации и температурного режима при горячей прокатке листов. На этапе формовки трубы происходит наложение дополнительных напряжений, вызванных пошаговым изгибом листа, подгибкой кромок и т.д. Сварочные напряжения накладываются на технологические, полученные трубной заготовкой в процессе формирования основного профиля. Последующее экспандирование труб, проводимое при пластической деформации стенки трубы примерно на 1,2 %, может существенно изменять картину распределения остаточных напряжений.

Более того, из-за сложности и разнообразия режимов изготовления труб МГ из стальных горячекатаных листов остаточные напряжения в них могут существенно варьироваться в зависимости от технологии производства. На настоящий момент известно, что распределение остаточных напряжений по периметру трубы

весьма неоднородное, особенно эта неоднородность характерна для двухшовных труб [10]. При этом напряжения могут быть существенно выше эксплуатационных и даже достигать предела текучести [11–13]. Результаты как расчетных, так и экспериментальных исследований остаточных макронапряжений свидетельствуют об их широком разбросе в пределах одной трубы, а также от одной трубы к другой. В трубах существуют локальные зоны остаточных напряжений сжатия и растяжения в диапазоне  $-50...+320$  МПа. Встречаются отдельные точки на трубах с остаточными напряжениями до 500 МПа [11].

С помощью рентгеновского метода Р. Гоу и др. [13] были измерены распределения макронапряжений вблизи монтажных швов на внешней и внутренней поверхностях новых и находившихся в эксплуатации труб из стали X70 диаметром 1016 мм и толщиной 26,2 мм. Полученные результаты показывают, что остаточные напряжения на внутренней поверхности труб в общем случае превышают величину  $0,8\sigma_{0,2}$  (где  $\sigma_{0,2}$  – номинальный предел

текучести материала для труб данной категории прочности, т.е. напряжение, при котором остаточное удлинение в образце достигает 0,2 %), а в некоторых случаях достигают  $1,05\sigma_{0,2}$ , а на внешней поверхности труб составляют не больше  $0,4\sigma_{0,2}$ . Следует отметить, что иностранные технологии изготовления труб могут отличаться от отечественных, например, дополнительными операциями правки.

Таким образом, главная опасность при использовании газопроводов заключается в том, что эксплуатационные нагрузки в совокупности с уже имеющимися технологическими напряжениями могут превышать номинальный предел текучести материала, вызывая тем самым трещинообразование и деформацию трубы. Учитывая неоднородность распределения остаточных напряжений по окружности труб, определяемую отличиями технологий их изготовления, проведение расчетов представляется довольно сложной задачей.

Среди экспериментальных методов определения напряжений наибольшей достоверностью обладают метод сверления отверстий и рентгеновские методы. При этом если в первом случае возможно определить напряжения только на поверхности трубы, то рентгеновские методы позволяют исследовать распределение напряжений по толщине стенки при условии вырезки образцов достаточной длины (не менее 50 мм) вдоль окружности (рис. 2). Несмотря на то что при разрезании трубы происходит частичная релаксация напряжений, в трубе сохраняются остаточные напряжения между различными слоями по толщине, обусловленные как горячей прокаткой, так и непосредственно гибкой листа в процессе формовки. Поскольку при формовке в поверхностных слоях возможно протекание пластической деформации, в трубе возникают

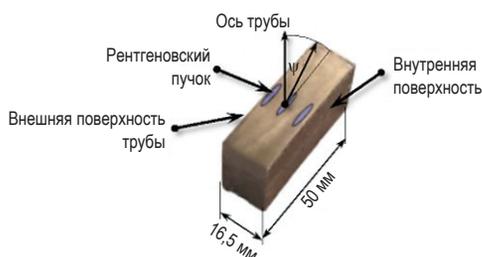
технологические напряжения, обусловленные взаимодействием слоев. Таким образом, разрезание трубы снимает ту часть напряжений, которая связана со сведением кромок при сварке, при этом послойные напряжения, обусловленные прокаткой и пластической деформацией, в исследуемом объеме материала сохраняются.

Тем не менее как в случае сверления отверстий, так и в рентгеновских исследованиях первичной информацией служат результаты измерения упругих деформаций, которые затем пересчитываются в напряжения по определенным моделям и с определенными значениями модулей упругости. С учетом наличия кристаллографической текстуры в трубах МГ, модули упругости в них являются анизотропными величинами, что существенно усложняет расчет непосредственно остаточных макронапряжений.

В этой связи авторами оценивалась тангенциальная (окружная) составляющая остаточных упругих деформаций в различных слоях по толщине стенки труб МГ. При этом исследовалось сечение полнотолщинных образцов, перпендикулярное оси трубы (см. рис. 2). Применялся стандартный  $\sin^2\psi$ -метод [14, 15]. Запись рентгеновских отражений от плоскостей (310) феррита осуществлялась на дифрактометре Bruker D8 DISCOVER с использованием излучения  $\text{CuK}_\alpha$  (угол Вульфа – Брэгга  $2\theta = 116,3^\circ$ ) при углах наклона образца  $\psi = 0,10^\circ \dots 50^\circ$ . Съемка проводилась с помощью узкого пучка для последовательных слоев с поперечной поверхности, что позволяет построить распределение напряжений по толщине стенки трубы. Для обработки результатов использовалось специализированное программное обеспечение для анализа макронапряжений DIFFRAC.LEPTOS.

**Текстурный анализ.** Анализ текстуры в макрообъеме материала выполнялся посредством рентгеновских дифрактометров ДРОН-3 с автоматизированной текстурной приставкой и хромовым анодом и Bruker D8 DISCOVER с медным анодом. Проводилась съемка трех неполных прямых полюсных фигур (ППФ) {011}, {001} и {112} стандартным методом на отражение [16], по которым затем восстанавливалась функция распределения зерен по ориентациям (ФРО) с помощью программы Labotex 3.0 [17].

Локальная текстурная неоднородность изучалась методом дифракции обратно рассеянных электронов при помощи сканирующего



**Рис. 2. Схема измерения остаточных упругих деформаций в образцах труб МГ рентгеновским методом:**  
 $\psi$  – угол наклона образца

электронного микроскопа Zeiss EVO 50 XVP с детектором Oxford Instruments Nordlys EBSD. Съемка проводилась для областей размером  $\sim 50 \times 40$  мкм при шаге сканирования 0,2 мкм. Текстурная неоднородность как в случае макротекстур, так и для локальных областей анализировалась по характерному для материалов с кубической решеткой сечению ФРО при постоянном угле Эйлера  $45^\circ$  (рис. 3) [18, 19].

Для количественной оценки послойной текстурной неоднородности труб МГ использовались соотношения объемных долей основных компонент текстуры прокатки, рассчитанные по отношению полюсных плотностей  $P$ , и степень «остроты» (т.е. преобладание зерен определенных ориентировок по сравнению с бестекстурным материалом, для которого вероятность обнаружения зерен любой ориентации одинакова), которую оценивали по так называемому текстурному индексу  $T_f$  (для бестекстурного образца  $T_f = 1$ , а для идеального монокристалла  $T_f = \infty$ , тогда как промежуточные значения параметра  $T_f$  отвечают постепенному усилению «остроты текстуры»), определяемому интегрированием квадратов значений ФРО ( $f(g)$ ) по всему ориентационному пространству  $g$ :

$$T_i = \oint f(g)^2 dg. \quad (1)$$

**Исследование субструктурной неоднородности.** Помимо текстуры и остаточных упругих деформаций на свойства материала и, соответственно, на характер распространения трещин может оказывать влияние субструктурная неоднородность, выражающаяся

в различии накопленной в процессе горячей прокатки листов искаженности зерен, относящихся к определенным компонентам текстуры, а также различии микродеформаций и, как следствие, микронапряжений.

Исследование субструктурной неоднородности и особенно ее количественное описание являются довольно сложной задачей. М.Г. Исаенковой и Ю.А. Перлович [20–23] развит комплексный подход к анализу субструктурных характеристик материалов с помощью метода обобщенных прямых полюсных фигур (ОППФ), разработанного в рентгеновской лаборатории текстурного анализа НИЯУ МИФИ. ОППФ представляют собой распределение на стереографической проекции различных параметров рентгеновских отражений, которые пересчитываются в характеристики структуры материала, например, физическое уширение ( $\beta_{hkl}$ ), по которому можно оценить мелкодисперсность и плотность дислокаций, или мик-

родеформации  $\left(\frac{\Delta d}{d}\right)$  рассчитываемые по отклонению ( $\Delta d$ ) межплоскостного расстояния в каждой точке стереографической проекции от средневзвешенного значения ( $d$ ) межплоскостного расстояния для исследованного объема.

Авторами данной статьи проводилась съемка ОППФ с  $R$ -сечений (см. рис. 1а) для различных слоев образцов труб групп А и В. Использовались излучение  $\text{CrK}_\alpha$  и точечный фокус трубки в сочетании с коллиматором для снижения эффекта дефокусировки, корректировка данных осуществлялась по порошковому эталону LaB<sub>6</sub> (NIST SRM660b).

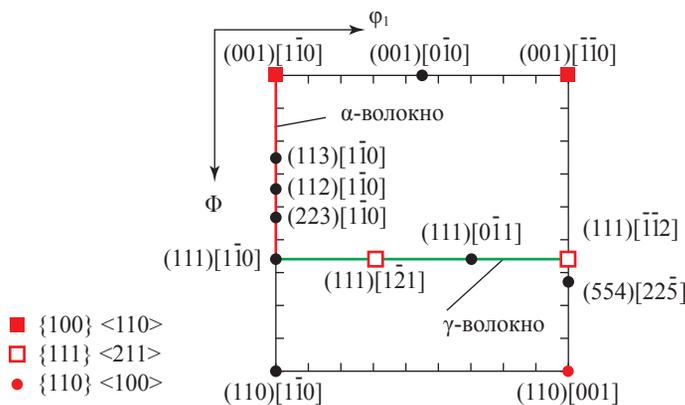


Рис. 3. Характерное для кубических материалов сечение ФРО при угле Эйлера  $\phi_2 = 45^\circ$  с указанием основных текстурных компонент (отмечены практически все возможные компоненты текстуры прокатки стали)

## Экспериментальные результаты

**Микроструктура и локальный текстурный анализ.** По микроструктурным исследованиям обнаружена вариативность характера распространения трещин КРН в трубах (рис. 4). В одном случае трещины КРН преимущественно разветвлялись (см. рис. 4а,б), при этом их глубина, измеренная методом ВТД, не превышала  $0,15t$  (такие трубы отнесены в группу *A*, средняя глубина трещин КРН до  $1,5$  мм). В другом случае преимущественный рост трещин происходил вдоль радиального направления трубы (см. рис. 4г,д), глубина таких трещин в среднем была больше  $0,15t$ , а на некоторых участках достигала  $0,45t$  (такие трубы отнесены в группу *B*). При этом микроструктура сталей схожа для обеих групп труб и представляет собой ферритно-перлитную смесь (см. рис. 4в,е).

Такое различие в характере распространения трещин определяется как текстурной неоднородностью, так и наличием радиальной составляющей напряжений, действующих вдоль толщины стенки трубы, поскольку для отклонения линии продвижения трещины необходимы растягивающие напряжения. Для установления степени влияния текстуры первоначально были исследованы локальные области в вершинах различных трещин (см. рис. 4б, рис. 5).

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие заключения:

- в трубах группы *A* преобладают текстурные компоненты  $\alpha$ -волокна с небольшим содержанием  $\gamma$ -волокна, при этом в зонах, где наблюдается высокая доля зерен с ориентацией  $\{001\}\langle 110\rangle$ , трещины разветвляются или

отклоняются от линии, перпендикулярной поверхности трубы (по радиусу);

- в трубах группы *B* на участках с преобладанием компоненты  $\{110\}\langle 001\rangle$  (зона  $B_2$ ) трещины свободно распространяются, в то время как наличие составляющих компоненты  $\gamma$ -волокна приводит к их остановке (зона  $B_1$ ), также как и компоненты  $\{001\}\langle 110\rangle$  (зона  $B_3$ ).

Таким образом преобладание в поверхностных слоях компоненты  $\{001\}\langle 110\rangle$  способствует разветвлению и, как следствие, торможению развития трещин КРН. Поскольку EBSD-анализ текстуры является локальным, на основе результатов невозможно систематизировать данные и классифицировать трубы по степени склонности к дальнейшему развитию трещин КРН. Для увеличения статистической значимости использовались рентгеновские методы определения характера текстурной неоднородности по толщине стенки трубы МГ, а также макронапряжений.

### Распределение остаточных упругих деформаций по толщине стенки труб.

Измеренные значения окружной составляющей остаточных упругих деформаций ( $\epsilon_\varnothing$ ) усреднены по группам *A* и *B* для каждой точки по толщине стенки трубы. Затем проведена их нормировка на значение для внешней поверхности ( $\langle \epsilon_\varnothing^{\text{внеш}} \rangle$ ) в связи с тем, что для данного исследования основным фактором являлось практически идентичное их распределение по толщине стенки для труб обеих групп. На рис. 6 видно, что характеры распределений остаточных упругих деформаций для обеих групп труб практически идентичны,

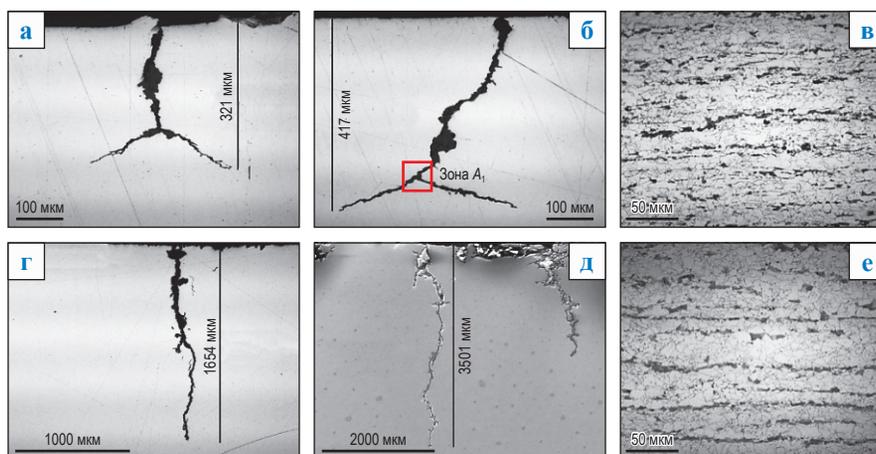
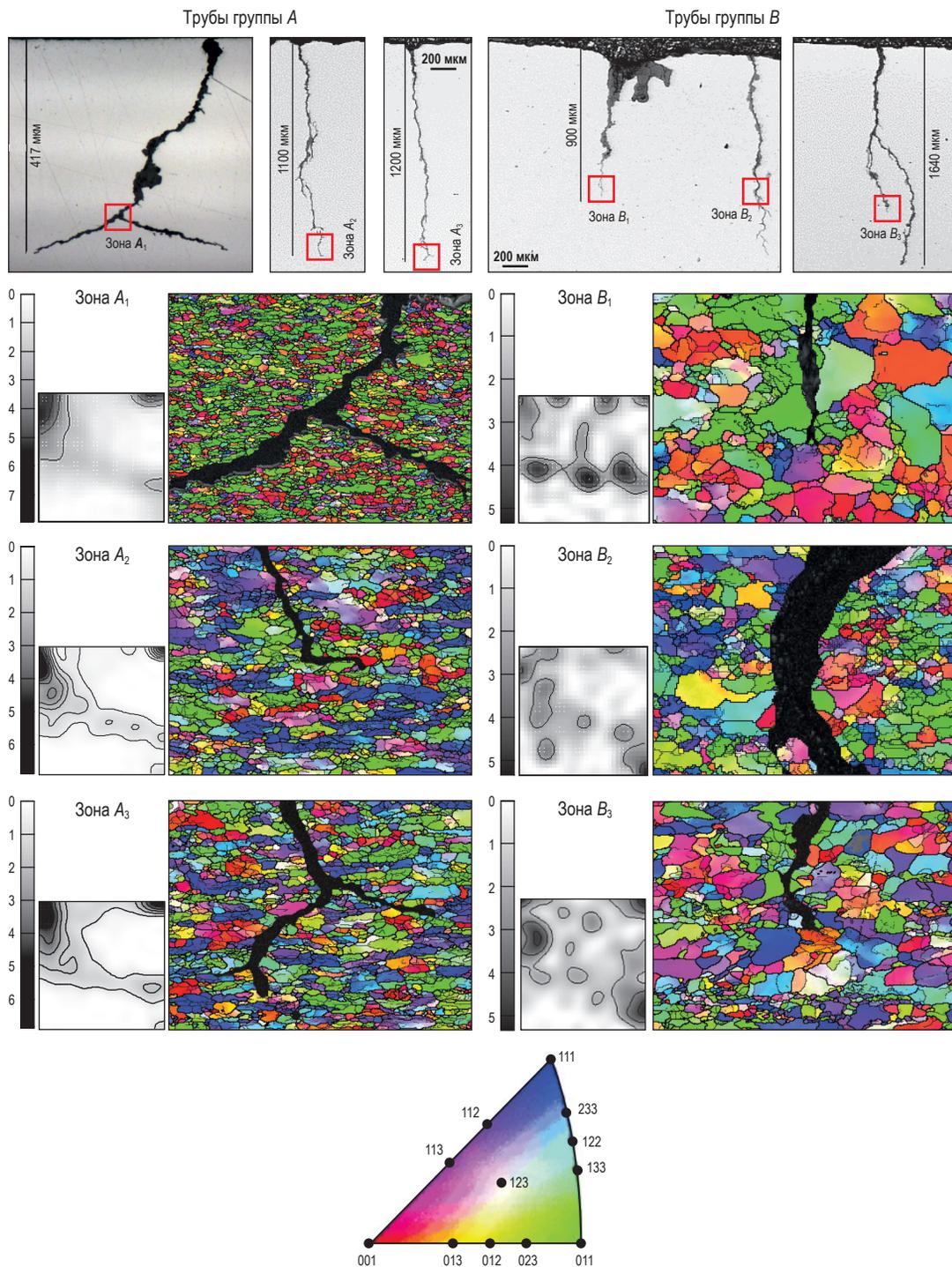


Рис. 4. Характер распространения трещин в трубах групп *A* (а, б) и *B* (г, д), микроструктура труб групп *A* (в) и *B* (е)

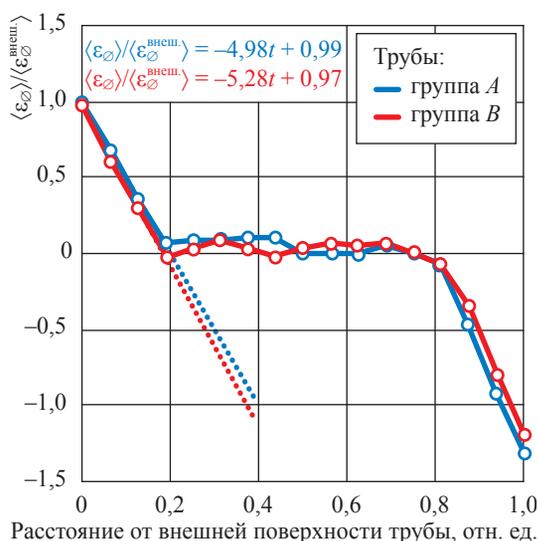


**Рис. 5. EBSD-карты ориентаций зерен в поверхностных слоях труб и соответствующие им сечения ФПО при  $\varphi_2 = 45^\circ$ : цветами RGB-палитры представлены зерна, имеющие различную кристаллографическую ориентацию, определенную в пределах элементарного стереографического треугольника для кубических материалов**

и поэтому с их помощью нельзя объяснить различия в характере распространения трещин, в том числе разветвление некоторых трещин, т.е. их переориентацию в сторону радиального направления. Однако полученные данные позволяют оценить коэффициент ослабления технологических тангенциальных

напряжений при удалении от внешней поверхности трубы.

Известно, что на развитие трещины оказывает непосредственное влияние коэффициент интенсивности напряжений в ее вершине, который определяется размерами трещины, формой и видом нагружения. Его расчет на настоящий



**Рис. 6. Распределения остаточных технологических упругих деформаций по толщине стенки трубы, усредненные для всех исследованных образцов**

момент осуществляется без явного учета изменения технологических напряжений ( $\sigma_{0t}$ ), которые, как описано в различных работах, могут существенно превышать эксплуатационные ( $\sigma_3$ ). Поэтому необходимо в коэффициенте интенсивности напряжений учитывать изменение  $\sigma_{0t}$  по  $t$ . Таким образом, предложено оценивать окружные напряжения в трубе как

$$\Sigma = \sigma_3 + \sigma_{0t}(1 - kt) = \sigma_3 + \varepsilon_{\varnothing} \langle \varepsilon_{\varnothing}^{\text{внеш.}} \rangle (1 - kt), \quad (2)$$

где коэффициент  $k$  ослабления напряжений при удалении от внешней поверхности трубы определяется по наклону линейных участков графиков в пределах от 0 до  $0,2t$  (см. пунктир на рис. 6). С учетом практически идентичных для труб различных групп характеров распределения коэффициента усреднения  $k = 5,2$ . Различия в наклоне начального участка зависимостей для труб разных групп практически не наблюдается, поэтому  $k$  усреднялся по обеим группам. При этом необходимо дополнительно разработать способ оценки упругого модуля  $\varepsilon_{\varnothing}$  для тангенциального направления в текстурованной трубе.

**Текстура труб МГ.** На рис. 7 приведены примеры послойного изменения характерного сечения ФРО в трубах групп А и В. Как и в случае локальных текстур, видно, что более выраженная текстура наблюдается у труб группы А, она образована компонентами так называемого

$\alpha$ -волокна  $\{100\text{-}111\}\langle 110 \rangle$ , т.е. зернами, у которых кристаллографические нормали  $\langle 110 \rangle \parallel L$ , и компонентами  $\gamma$ -волокна  $\{111\}\langle 112\text{-}110 \rangle$  – зернами, у которых кристаллографические плоскости  $\{111\} \parallel$  плоскости прокатки (ПП) исходного листа, плюс дополнительная компонента  $\{554\}\langle 522 \rangle$ . Параметр остроты ( $T_f$ , рис. 8, см. а) на внешней поверхности труб группы А приблизительно в 4 раза выше, чем для труб группы В. Это свидетельствует о значительно большем рассеянии текстуры в трубах группы В, которое обычно сопряжено с измельчением зерен образца и, следовательно, с более высокой плотностью межзеренных границ, что может приводить к интенсификации коррозионных процессов и к более выраженной интеркристаллитной составляющей трещин по сравнению с транскристаллитной.

Доля компоненты  $\{001\}\langle 110 \rangle$  на внешней поверхности труб группы А на несколько порядков выше, чем для труб группы В (см. рис. 8б), более того, компонента  $\{110\}\langle 001 \rangle$ , полностью отсутствовавшая на внешней поверхности труб групп А, появляется при небольшом удалении, а затем опять исчезает на глубине около 1,5 мм. Таким образом, послойная текстурная неоднородность более ярко выражена в трубах группы А, в то время как в группе В идет более плавное изменение  $T_f$  и соотношений текстурных компонент. При этом слой существенного изменения параметров в трубах группы А находится на том же расстоянии от поверхности трубы, что и уровень торможения трещин.

#### **Субструктурная неоднородность.**

На рис. 9 (см. а) приведены характерные для внешних слоев различных труб примеры ППФ  $\{110\}$  и ОППФ( $\beta_{110}$ ). Основной принцип, контролирующей субструктурную неоднородность текстурованных материалов, состоит в том, что остаточные деформационные эффекты минимальны в текстурных максимумах и усиливаются при переходе к текстурным минимумам [20, 21]. Объяснение данного принципа основывается на механизмах формирования текстуры деформации и поддержания устойчивости ориентаций. Кроме того, в случае прокатки стальных листов накладываются условия формирования различных компонент текстуры: так, компоненты  $\gamma$ -волокна считаются более мелкодисперсными по сравнению с  $\alpha$ -волокном за счет действия различных систем скольжения в процессе их формирования.

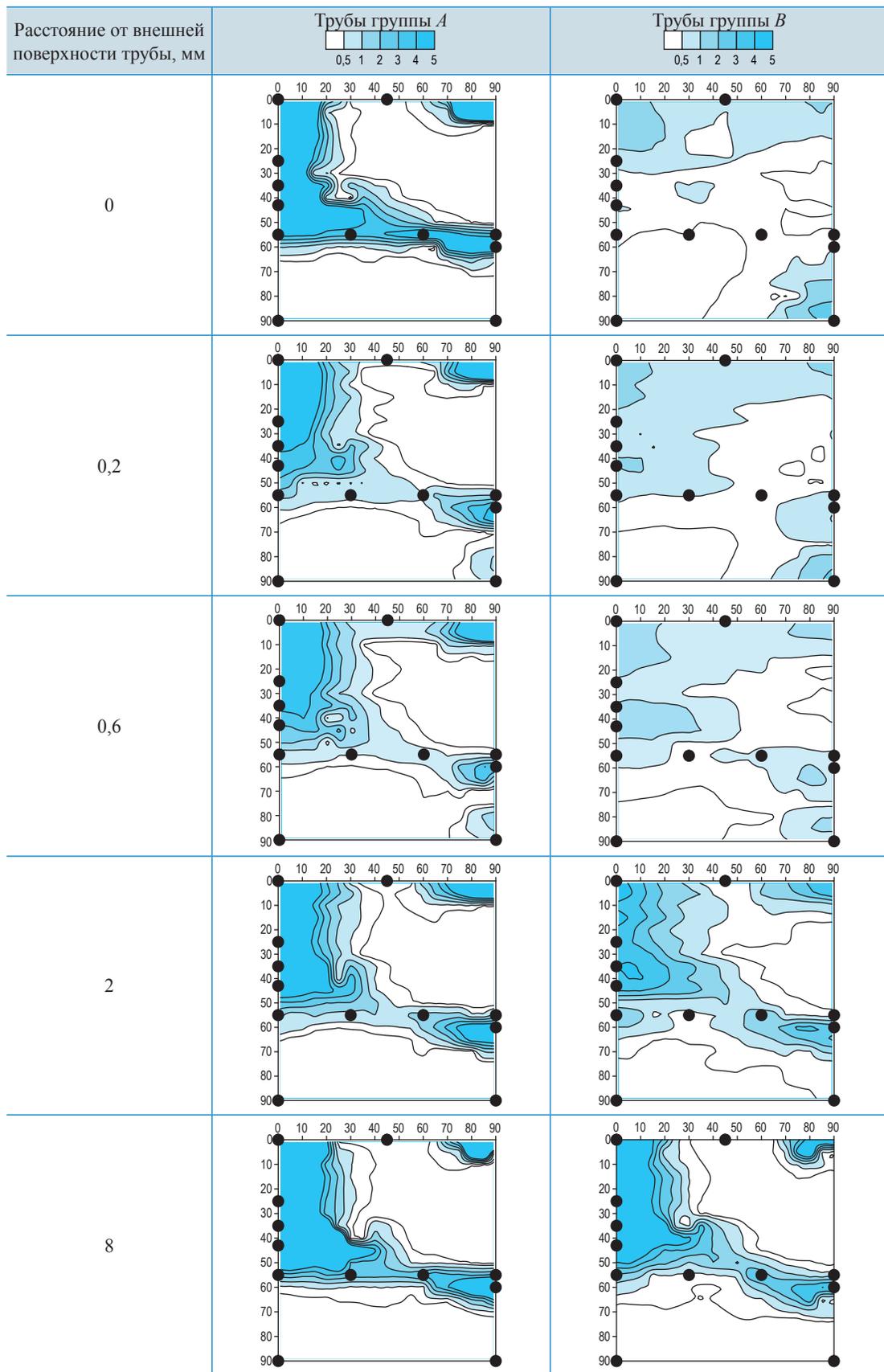


Рис. 7. Послойное изменение текстуры фрагментов труб МГ групп А и В, представленное на характерном сечении ФРО при  $\varphi_2 = 45^\circ$

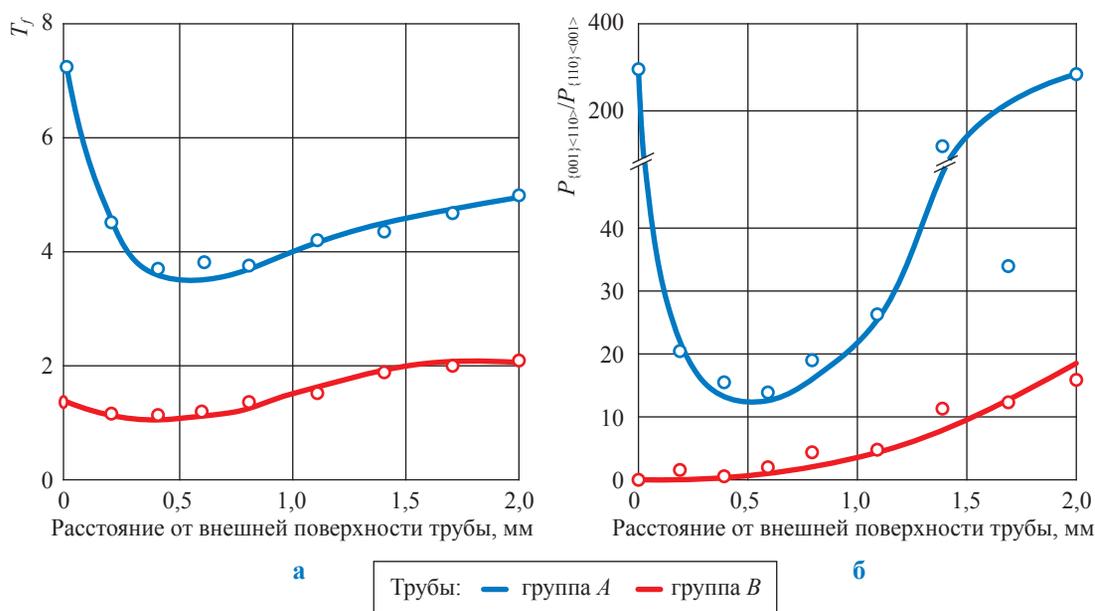


Рис. 8. Послойные распределения остроты текстуры (а) и соотношения текстурных компонент  $P_{\{001\}<110>}/P_{\{110\}<001>}$  (б) для труб групп А и В

Таким образом, использование различными исследователями величины микронапряжений, рассчитанной по физическому уширению, для оценки степени влияния технологии формовки на структуру материала не полностью отражает реальную ситуацию в материале, так как берутся значения полуширины рентгеновских отражений для одной точки ориентационного пространства, тогда как текстурованный материал характеризуется спектром структурных состояний, которые можно оценить по ОППФ. Установленные закономерности справедливы и для стальных труб МГ (см. рис. 9): зерна, относящиеся к текстурной компоненте  $\alpha$ -волокна ( $\{001\}\langle 112 \rangle$ ) в трубах группы А, отмеченные на ППФ  $\{110\}$  красными точками (см. рис. 9а), имеют более низкое значение полуширины рентгеновских отражений, т.е. более низкую искаженность кристаллической решетки, что можно увидеть по более низким значениям в этих же областях стереографической проекции на ОППФ  $\beta_{110}$ , тогда как компонента  $\{111\}\langle 112 \rangle$  в совокупности с дополнительной  $\{554\}\langle 225 \rangle$  более наклепаны и, соответственно, более мелкодисперсные. Это может сказываться на склонности к КРН за счет увеличенной плотности границ зерен, приводящей к усилению коррозии.

В качестве количественных параметров субструктурной неоднородности используются следующие характеристики, выявленные

по гистограммам распределений  $VF$  по величине  $\beta_{200}$ :

- средневзвешенное по всей ОППФ физическое уширение  $\langle \beta_{200} \rangle$ , отмеченное на гистограммах  $VF(\beta_{200})$  красным штрихом (см. рис. 9б), которое пропорционально средней величине наклепа (накопленной пластической деформации) в исследуемом объеме;

- полуширина распределений  $VF$  по физическому уширению –  $FWHM(\beta_{200})$  (см. рис. 9в).

Совокупность этих параметров для различных слоев труб из разных групп приведена на рис. 10.

Графики свидетельствуют, что внешняя поверхность труб как группы А, так и группы В имеет более высокий уровень накопленной пластической деформации, что наблюдается по повышенным значениям  $\langle \beta_{200} \rangle$ . Это может указывать на более высокие значения механических свойств во внешних слоях труб. Тем не менее полуширина распределений  $VF(\beta_{200})$  выше в трубах группы В, что говорит о большей неоднородности накопленной искаженности решетки и может приводить к нестабильности характеристик материала, а также к увеличению напряжений между слоями.

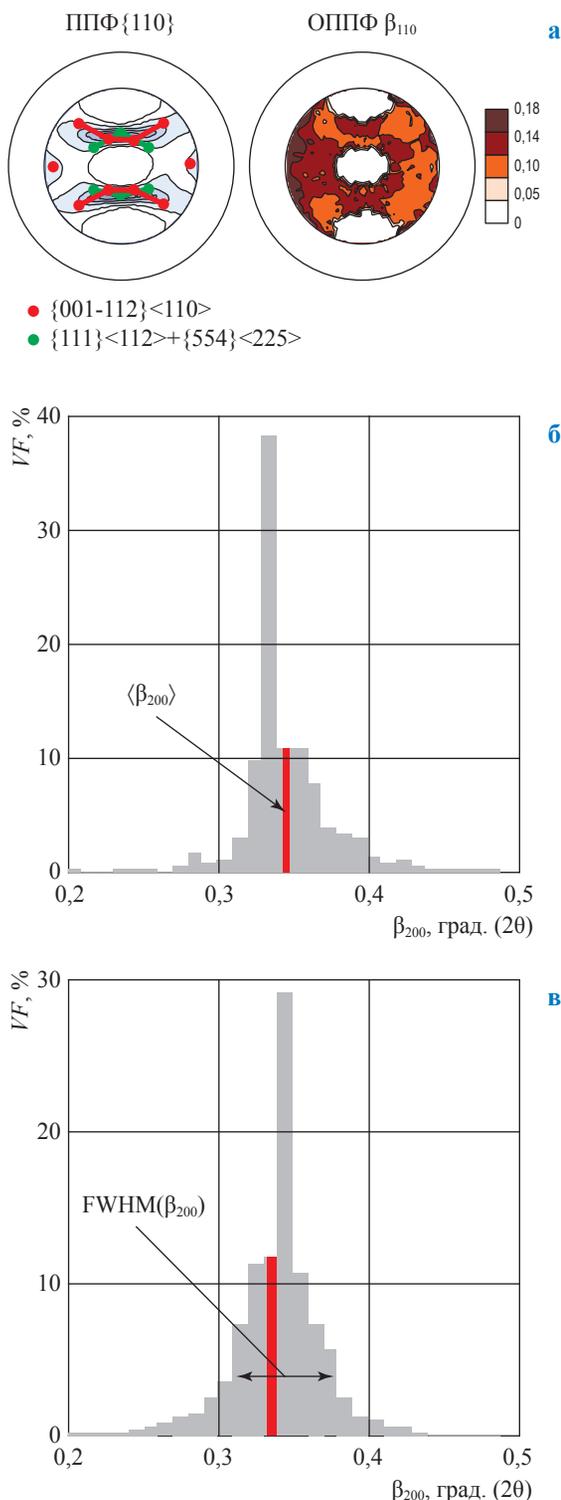
На рис. 11 (см. а) приведены примеры распределения упругих микродеформаций на стереографической проекции. Синие области отвечают состоянию упругого сжатия, а красные – растяжению. В центре стереографической

проекции расположено  $R$ -направление трубы (см. рис. 1а), и видно, что величина микродеформаций там положительна. На рис. 11б представлены графики распределений микродеформаций по  $T$ - $R$ - $T$ -сечению труб. Видно, что во внешних слоях в радиальном направлении труб группы  $A$  микродеформации, а соответственно, и микронапряжения, растягивающие и по значению выше, чем в трубах группы  $B$ . Это может объяснять разветвленность трещин, характерную для первых: для отклонения трещин от распространения перпендикулярно поверхности трубы необходимо наличие радиальной составляющей напряжений.

Можно предположить, что особенности технологии прокатки исходных листов, при которых формируется преимущественная компонента  $\{001\}\langle 110\rangle$ , вызывают появление радиальной составляющей микронапряжений, что способствует разветвлению трещин в этом случае.

**Особенности характеристик материала в зоне сварного соединения.** Автоматическая сварка продольного шва проходит с выделением большого количества тепла, что приводит к существенной неоднородности металла сварного шва и прилегающей к нему небольшой зоны основного металла, так называемой зоны термического влияния (ЗТВ). Уровень прочностных и пластических свойств материала при этом может изменяться в достаточно широких пределах, как и кристаллографическая текстура исходной горячей прокатки. Текстуры сварных соединений труб МГ исследованы недостаточно подробно, отсутствуют данные о различии текстур в зависимости от технологии формовки труб. Кроме того, такие сопутствующие операции, как подгибка кромок и последующее экспандирование трубы, сопровождающиеся пластической деформацией отдельных слоев, оказывают существенное влияние на перераспределение остаточных напряжений, возникающих после горячей прокатки.

На рис. 12 приведен пример изменения текстуры вблизи сварного соединения трубы в зависимости от расстояния от центра сварного шва вместе с графиком остроты текстуры. Можно увидеть, что непосредственно в шве кристаллографическая текстура существенно рассеивается, т.е. материал является практически бестекстурным, что приводит к увеличению плотности высокоугловых границ и облегчению распространения интеркристаллитных



**Рис. 9. Характерная ОППФ  $\{110\}$  для внешних слоев трубы группы  $A$  (а), распределение объемных долей зерен ( $VF$ ) по истинному физическому уширению рентгеновской линии  $(200)$  для внешних слоев труб групп  $A$  (б) и  $B$  (в)**

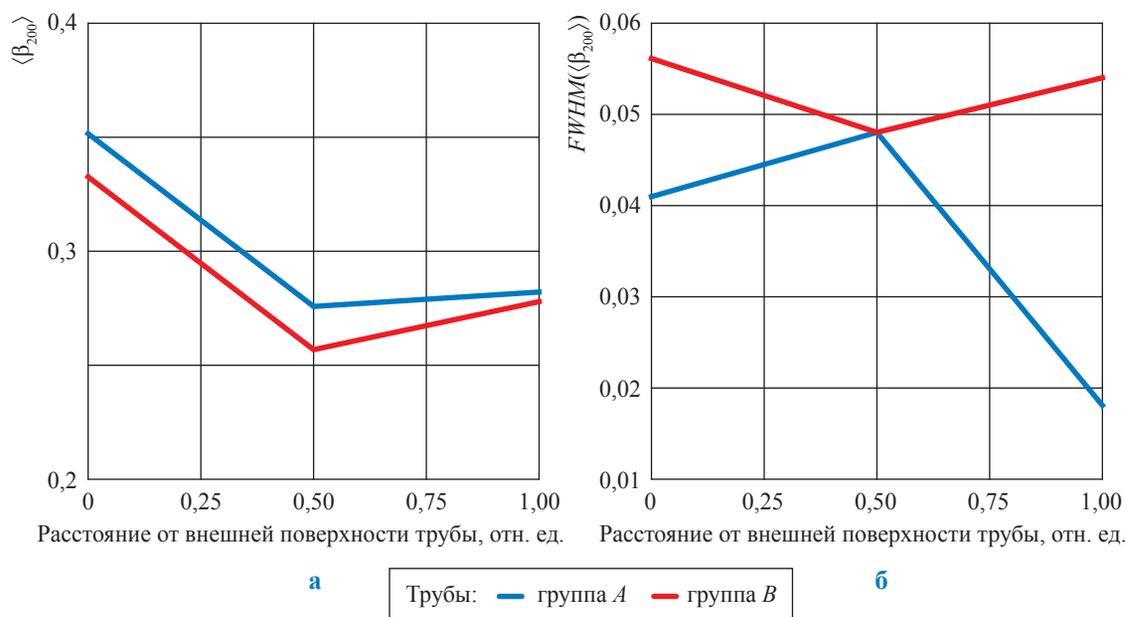


Рис. 10. Распределение средневзвешенной полуширины рентгеновской линии  $\langle \beta_{200} \rangle$  (а) и  $FWHM(\beta_{200})$  (б) по  $t$  для труб различных групп

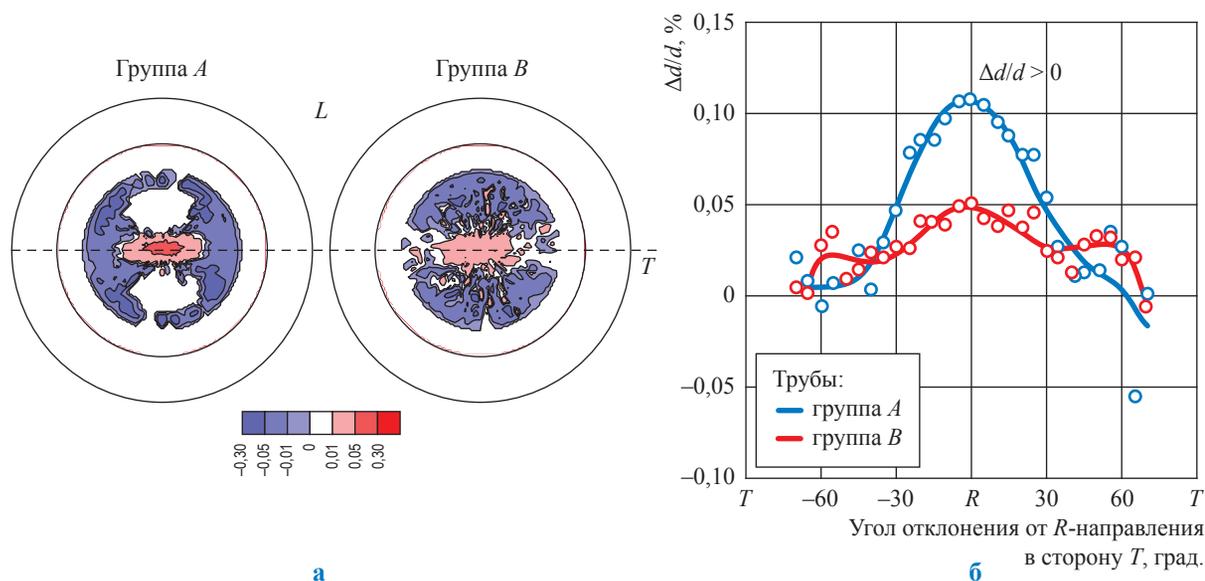
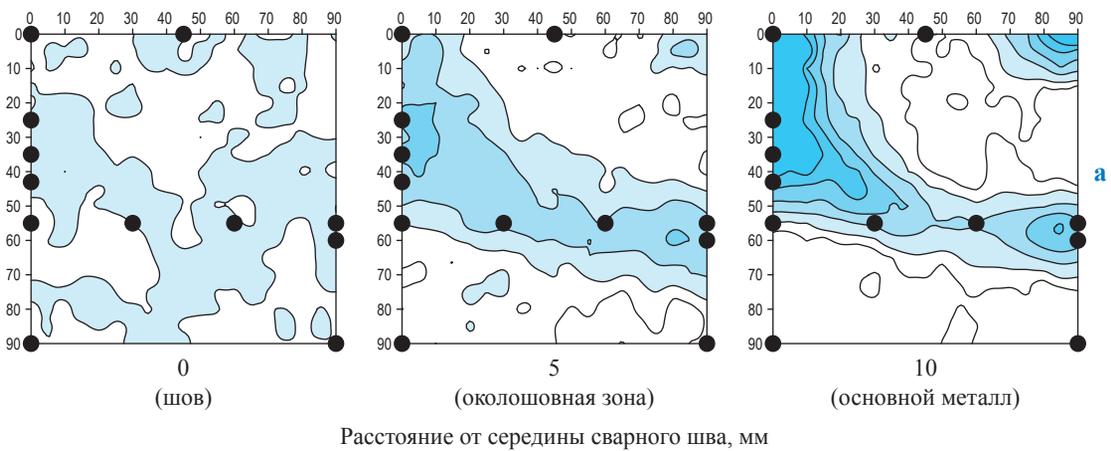


Рис. 11. Характерные ОПФ  $\left( \frac{\Delta d}{d_{200}} \right)$  для внешних слоев труб группы А и В (а) и распределение микродеформаций в их T-R-T-сечении (б)

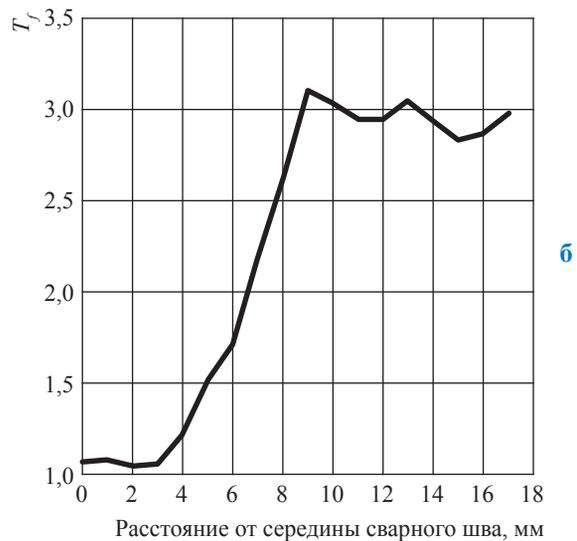
трещин. В околосварной зоне материал характеризуется компонентами текстуры горячей прокатки, но более размытыми, чем основной металл, и только на расстоянии более 9 мм от центра сварного шва материал сохраняет исходную текстуру прокатки.

Учитывая выявленную выше предрасположенность материала к КРН при низких

значениях остроты текстуры, полученные результаты объясняют более высокую предрасположенность сварных швов и ЗТВ к КРН. Таким образом, не только микроструктура или остаточные напряжения, но и особенности текстуры материала в районе сварного шва и ЗТВ неблагоприятно сказываются на его стойкости к КРН.



**Рис. 12. Изменение текстуры вблизи сварного соединения трубы группы А вдоль  $T$ -направления от середины шва (0 мм) к основному металлу (а) и график распределения текстурного индекса  $T_f$  (б)**



\*\*\*

Таким образом, установлено следующее:

1) более высокая степень выраженности текстуры повышает стойкость материала труб к КРН, выработан критерий классификации труб по остроте текстуры во внешних слоях: параметр остроты  $T_f > 3$  (группа А) и  $T_f < 3$  (группа В). Существенные различия в текстуре труб групп А и В, выражающиеся в большей степени текстурной неоднородности первых, приводят к увеличению их стойкости против КРН за счет ветвления трещин на начальных стадиях роста. При значениях текстурного параметра  $T_f > 3$  большинство трещин с высокой степенью вероятности не развиваются глубже 15 % от толщины стенки трубы;

2) остаточные технологические упругие деформации, обусловленные изгибом листа при изготовлении трубы, при этом практически одинаковы в трубах обеих групп и являются растягивающими на внешней поверхности, простираясь на глубину около 4 мм ( $\sim 0,2t$ );

3) на основе анализа субструктурной неоднородности стальных труб МГ показано, что для описания характеристик материала труб, изготовленных из горячекатаных листов, необходимо учитывать не только среднее физическое уширение, пропорциональное накопленной искаженности кристаллической решетки, но и его разброс в пределах различных компонент текстуры прокатки. Обнаружено, что зерна, относящиеся к текстурной компоненте  $\gamma$ -волокна, имеют повышенные наклеп и мелкодисперсность по сравнению с зернами  $\alpha$ -волокна, вследствие чего они более склонны к развитию коррозионных процессов;

4) механизм торможения трещин в трубах группы А заключается в том, что при достижении транскристаллитными КРН-трещинами, движущимися по определенным кристаллографическим плоскостям, границ между слоями с разными текстурами и, следовательно, с разными ориентациями зерен они должны

изменять плоскость своего распространения, что требует дополнительных напряжений. Кроме того, наличие радиальной компоненты остаточных микронапряжений приводит к отклонению плоскости их распространения (ветвлению), что также снижает скорость продвижения трещин вглубь стенки трубы. В трубах группы В взаимная разориентация зерен, относящихся к разным текстурным компонентам, существенно выше, что, наряду с повышенным рассеянием текстуры, свидетельствует о преобладании там интеркристаллитных

КРН-трещин, которые распространяются при меньших напряжениях, чем транскристаллитные и поэтому оказываются более глубокими.

На основании исследования зоны материала вблизи технологических сварных соединений труб МГ показано, что рассеяние текстуры (снижение степени ее выраженности) в материале, прилегающем к зоне сварного соединения, в совокупности с повышенными остаточными микронапряжениями обуславливает повышенную склонность этих областей к КРН.

### Список литературы

1. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № S2 (724). – С. 10–15.
2. Ryakhovskikh I.V. Safe operation of gas pipelines based on the control of stress corrosion cracking: ahead-of-print / I.V. Ryakhovskikh, R.V. Kashkovskiy, A.A. Kaverin, et al. // International Journal of Structural Integrity. – 2021. – <https://doi.org/10.1108/IJSI-05-2021-0052>
3. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipeline / Y.F. Cheng. – Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013. – 257 с.
4. Zheng M. Stress corrosion cracking in pipelines / W. Zheng, M. Elboujdaini, R.W. Revie // Stress corrosion cracking: Theory and practice / ed. by V.S. Raja, Tetsuo Shoji. – Cambridge, UK: Woodhead Publishing Limited, 2011. – С. 749–771.
5. Ryakhovskikh I.V. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko // Eng. Fail. Anal. – 2018. – Т. 94. – С. 87–95.
6. Перлович Ю.А. Механизмы коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов по данным рентгеновского исследования их структурных особенностей / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, О.А. Крымская и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 22–33.
7. Perlovich Yu.A. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity / Yu.A. Perlovich, I.V. Ryakhovskikh, M.G. Isaenkova, et al. // KnE Materials Science. – 2017. – С. 179–186. – DOI: 10.18502/kms.v4i1.214. – <https://knepublishing.com/index.php/KnE-Materials/article/view/2142/4824>
8. Perlovich Yu. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes / Yu. Perlovich, O. Krymskaya, M. Isaenkova, et al. // Materials Science Forum. – 2017. – Т. 879. – С. 1025–1030. – DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.879.1025.
9. Крымская О.А. Связь послойной неоднородности кристаллографической текстуры и предрасположенности к коррозионному растрескиванию под напряжением применительно к трубам магистральных газопроводов / О.А. Крымская, Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 23–29.
10. Соловьёв Д.М. Влияние способа формовки нефтегазопроводных труб большого диаметра класса прочности К60 на процессы деформационного старения и сопротивление разрушению: дис. ... канд. тех. наук: 05.16.01 / Д.М. Соловьёв. – М., 2015. – 127 с.
11. Пашков Ю.И. Остаточные сварочные напряжения и пути снижения стресс-коррозионных разрушений магистральных газопроводов / Ю.И. Пашков, М.А. Иванов, Р.Г. Губайдулин // Вестник ЮУрГУ. Серия: Металлургия. – 2012. – № 15. – С. 28–30.

12. Lothhammer L.R. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the holedrilling technique / L.R. Lothhammer, M.R. Viotti, A. Albertazzi Jr., et al. // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. – 2017. – № 152. – С. 46–55.
13. Gou R. Residual stress measurement of new and in-service X70 pipelines by X-ray diffraction method / R. Gou, Y. Zhang, X. Xu, et al. // *NDT & E International*. – 2011. – № 44. – С. 387–393.
14. Горелик С.С. Рентгенографический и электроннооптический анализ: учеб. пособие для вузов / С.С. Горелик, Ю.А. Скаков, Л.Н. Расторгуев. – 4-е изд., доп. и перераб. – М.: МИСИС, 2002. – 360 с.
15. Hauk V. Structural and residual stress analysis by nondestructive methods: evaluation, application, assessment / V. Hauk, contributions by H. Behnken, et al. – Amsterdam: Elsevier, 1997. – 637 с.
16. Isaenkova M. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data / M. Isaenkova, Yu. Perlovich, V. Fesenko // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. – 2016. – Т. 130. – Ст. № 012055. – DOI:10.1088/1757-899X/130/1/012055.
17. LaboTex version 3.0: Texture analysis software for windows / LaboSoft. – <http://www.labosoft.com.pl/download/introduction.pdf>
18. Bunge H.-J. Texture analysis in materials science / H.-J. Bunge. – London: Butterworth, 1982.
19. Schwartz A.J. Electron backscatter diffraction in materials science / A.J. Schwartz, M.K. Brent, L. Adams, et al. – Luxembourg: Springer Science + Business Media, LLC, 2009. – 403 с.
20. Исаенкова М.Г. Закономерности развития кристаллографической текстуры и субструктурной неоднородности в циркониевых сплавах при деформации и термообработке / М.Г. Исаенкова, Ю.А. Перлович. – М.: НИЯУ МИФИ, 2014. – 528 с.
21. Перлович Ю.А. Структурная неоднородность текстурованных металлических материалов / М.Г. Исаенкова, Ю.А. Перлович. – М.: НИЯУ МИФИ, 2015. – 396 с.
22. Perlovich Y. The fullest description of the structure of textured metal materials with generalized pole figures: The example of rolled Zr alloys / Y. Perlovich, M. Isaenkova, H.J. Bunge // *Materials Science Forum*. – 2001. – Т. 378–381. – С. 180–185. – <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.378-381.180>
23. Isaenkova M. Formation of inhomogeneous texture and structure in metal materials under equal-channel angular pressing / M. Isaenkova, Y. Perlovich, V. Fesenko, et al. // *Materials Science Forum*. – 2005. – Т. 495–497. – С. 827–832. – <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.495-497.827>

## Stabilization of stress-corrosion cracks due to layer-by-layer heterogeneity of crystallographic texture and residual stresses in steel pipes of gas mains

O.A. Krymskaya<sup>1\*</sup>, M.G. Isayenkova<sup>1</sup>, N.S. Morozov<sup>1</sup>, R.A. Minushkin<sup>1</sup>, P.S. Dzhumayev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National Research Nuclear University MEPHI (Moscow Engineering Physics Institute), Bld. 31, Kashirskoye shosse, Moscow, 115409, Russian Federation

\* E-mail: [olgakrym@inbox.ru](mailto:olgakrym@inbox.ru)

**Abstract.** Authors demonstrate that the over-thickness dissimilarity of the quantitative textural and structural parameters of the X70-grade pipe metal impacts the pipe's liability to stress corrosion cracking. The described studies involved testing of crystallographic texture, structure, and residual elastic deformation of a parent metal and weld joints for pipes taken from the trunk gas pipelines. Authors uncover the mechanisms which reduce the rates of the stress-corrosion crack growth when it reaches a layer where the textural parameters change considerably. On the grounds of the acquired data analysis, a following criterion for classification of pipes is worked out: when the extent of the texture intensity at the outside pipe surface is higher than 3, most of the cracks with high probability (90 %) will not be deeper than 15 % of pipe wall thickness. According to the experimental data, it is shown that the residual elastic deformation distributions in the wall thickness are alike for cases of different pipes. A stretching tangential component on the outside surface will linearly decrease down to approximately zero values nearby the 20 % of the wall thickness.

Authors recommend to consider the quantitative textural and structural parameters and the residual elastic deformations when assessing the rates of the stress-corrosion crack growth and their stabilization.

**Keywords:** crystallographic texture, structure, stress-corrosion cracking, steel pipe, gas pipeline, layer-to-layer heterogeneity, hot rolling, residual elastic strain, microdeformation, weld joint.

## References

1. ALIMOV, S.V., A.B. ARABEY, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Concept for diagnosis and repair of trunk gas pipelines in regions highly inclinable to stress corrosion [Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistralnykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennostyu k stress-korrozii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. S2 (724), pp. 10–15. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.V. KASHKOVSKIY, A.A. KAVERIN, et al. Safe operation of gas pipelines based on the control of stress corrosion cracking: ahead-of-print [online]. *International Journal of Structural Integrity*, 2021, ISSN 1757-9864. Available from: <https://doi.org/10.1108/IJSI-05-2021-0052>
3. CHENG, Y.F. *Stress corrosion of pipeline*. Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013.
4. ZHENG, M., M. ELBOUJDANI, R.W. REVIE. Stress corrosion cracking in pipelines. In: RAJA, V.S., T. SHOJI (eds.). *Stress corrosion cracking: Theory and practice*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing Limited, 2011, pp. 749–771.
5. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV, V.E. IGNATENKO. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes. *Eng. Fail. Anal.*, 2018, vol. 94, pp. 87–95. ISSN 1350-6307.
6. PERLOVICH, Yu.A., M.G. ISAYENKOVA, O.A. KRYMSKAYA, et al. Mechanics of stress corrosion in trunk gas pipes according to X-ray studies of pipe structural characteristic [Mekhanizmy korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem trub magistralnykh gazoprovodov po dannym rentgenovskogo issledovaniya ikh strukturnykh osobennostey]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 22–33. ISSN 2306-8949.
7. PERLOVICH, Yu.A., I.V. RYAKHOVSKIKH, M.G. ISAENKOVA, et al. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity [online]. *KnE Materials Science*, 2017, pp. 179–186, ISSN 2519-1438. DOI: 10.18502/kms.v4i1.214. Available from: <https://knepublishing.com/index.php/KnE-Materials/article/view/2142/4824>
8. PERLOVICH, Yu., O. KRYMSKAYA, M. ISAENKOVA, et al. Effect of layer-by-layer texture inhomogeneity on the stress corrosion of gas steel tubes. *Materials Science Forum*, 2017, vol. 879, pp. 1025–1030, ISSN 0255-5476. DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.879.1025.
9. KRYMSKAYA, O.A., Yu.A. PERLOVICH, M.G. ISAYENKOVA, et al. The way layerwise crystallographic inhomogeneity of trunk gas pipeline tubes affects their propensity for stress corrosion cracking [Svyaz posloynoy neodnorodnosti kristallograficheskoy tekstury i predraspolozhennosti k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem primenitelno k trubam magistralnykh gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3 (27): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 23–29. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. SOLOVYEV, D.M. *Effect of a method applied for molding of large-diameter K60-grade oil-gas pipes on their stress aging and fracture resistance* [Vliyaniye sposoba formovki neftegazoprovodnykh trub bolshogo diametra klassa prochnosti K60 na protsessy deformatsionnogo stareniya i soprotivleniye razrusheniyu]. Candidate thesis (engineering). I.P. Bardin Central Research Institute for Ferrous Metallurgy. Moscow, 2015. (Russ.).
11. PASHKOV, Yu.L., M.A. IVANOV, R.G. GUBAYDULIN. Residual welding stresses and ways to reduce stress-corrosive destruction of trunk gas pipelines [Ostatochnyye svarochnyye napryazheniya i puti snizheniya stress-korroziionnykh razrusheniy magistralnykh gazoprovodov]. *Vestnik YurGU. Metallurgiya series*, 2012, no. 15, pp. 28–30, ISSN 1990-8482.
12. LOTHHAMMER, L.R., M.R. VIOTTI, A. ALBERTAZZI Jr., et al. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the holedrilling technique. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2017, no. 152, pp. 46–55. ISSN 0308-0161.
13. GOU, R., Y. ZHANG, X. XU, et al. Residual stress measurement of new and in-service X70 pipelines by X-ray diffraction method. *NDT & E International*, 2011, no. 44, pp. 387–393. ISSN 0963-8695.
14. GORELIK, S.S., Yu.A. SKAKOV, L.N. RASTORGUYEV. *Radiographic and optoelectronic analysis* [Rentgenograficheskii i elektronnoopticheskii analiz]. 4<sup>th</sup> ed., revised. Moscow: National University of Science and Technology MISIS, 2002. (Russ.).
15. HAUKE, V., H. BEHNKEN, et al. *Structural and residual stress analysis by nondestructive methods: evaluation, application, assessment*. Amsterdam: Elsevier, 1997.
16. ISAENKOVA, M., Yu. PERLOVICH, V. FESENKO. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data [online]. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2016, vol. 130, paper no. 012055, ISSN 1757-899X. DOI:10.1088/1757-899X/130/1/012055.
17. LABOSOFT. *LaboTex version 3.0: Texture analysis software for windows* [online]. Available from: <http://www.labosoft.com.pl/download/introduction.pdf>
18. BUNGE, H.-J. *Texture analysis in materials science*. London: Butterworth, 1982.
19. SCHWARTZ, A.J., M.K. BRENT, L. ADAMS, et al. *Electron backscatter diffraction in materials science*. Luxembourg: Springer Science + Business Media, LLC, 2009.

20. ISAYENKOVA, M., Yu. PERLOVICH. *Laws of development for crystallographic texture and substructural heterogeneity in zirconium alloys during deformation and heat treatment* [Zakonomernosti razvitiya kristallograficheskoy tekstury i substrukturnoy neodnorodnosti v tsirkoniyevykh splavakh pri deformatsii i termoobrabotke]. Moscow: National Research Nuclear University MPhI, 2014. (Russ.).
21. ISAYENKOVA, M., Yu. PERLOVICH. *Structural heterogeneity of textured metallic materials* [Strukturnaya neodnorodnost teksturovannykh metallicheskikh materialov]. Moscow: National Research Nuclear University MPhI, 2015. (Russ.).
22. PERLOVICH, Y., M. ISAENKOVA, H.J. BUNGE. The fullest description of the structure of textured metal materials with generalized pole figures: The example of rolled Zr alloys. *Materials Science Forum*, 2001, 378–381, C. 180–185. Available from: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.378-381.180>
23. ISAENKOVA, M., Y. PERLOVICH, V. FESENKO, et al. Formation of inhomogeneous texture and structure in metal materials under equal-channel angular pressing. *Materials Science Forum*, 2005, vol. 495–497, pp. 827–832. Available from: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.495-497.827>

UDC 621.644:620.193.7

## Effect of density of electrochemical hydrogen charging current on hydrogen damage of X80 pipeline steel in near-neutral soil environment

Yan Han<sup>1,2\*</sup>, Juntao Yuan<sup>1,2</sup>, Anqing Fu<sup>1,2</sup>, Chunyong Huo<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> State Key Laboratory for Performance and Structure Safety of Petroleum Tubular Goods and Equipment Materials, Xi'an, Shaanxi 710077, China

<sup>2</sup> CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an, Shaanxi 710077, China

\* E-mail: hanyan003@cnpc.com.cn

### Keywords:

X80 steel, negative interference, current density, hydrogen embrittlement susceptibility.

**Abstract.** Hydrogen damage of X80 pipeline steel under different current density interference was studied by in-situ hydrogen-charged axial tensile test aiming to investigate the buried pipelines damage caused by unipolar grounding during the high-voltage direct current transmission. The fracture characteristics of the tensile specimen were observed by a scanning electron microscope. The results show that X80 steel has obvious ductility loss under the large negative current interference and a certain tensile speed. The hydrogen embrittlement susceptibility rose as the interference current density increased. The hydrogen embrittlement sensitivity of X80 steel is greater than 35% when the interference current intensity reaches 20 mA/cm<sup>2</sup>, then X80 steel enters a brittle fracture range.

At present, China is the country with the largest number of the high-voltage direct current (HVDC) transmission projects, the longest transmission distance, and the highest voltage level in the world. Until 2020, China have completed 38 DC transmission projects with length of  $5,23 \cdot 10^4$  km [1, 2]. With the rapid development of oil and gas pipelines and HVDC transmission projects, the interference of HVDC transmission systems on pipelines has gradually been exposed [3]. When the HVDC operates in unipolar way, the value of the current leaking away into the ground is the output current in the transmission line, and its magnitude can reach thousands of amperes in the actual process [4]. The positive interference of HVDC transmission on the pipeline will accelerate the corrosion of the pipeline, while the negative interference will cause the anti-corrosion coating of the pipeline to peel off and even cause hydrogen damage, thereby affecting the safe operation of the oil and gas pipeline. With the improvement of the steel grade of the transmission pipeline, the hydrogen damage of the pipeline caused by the negative interference of HVDC has attracted more and more attention from domestic and foreign researchers.

X80 pipeline steel exhibits obvious brittle characteristic under the current density of  $-0,1 \dots 0,5$  mA/cm<sup>2</sup> [5–7]. Li Kai et al. studied the sensitivity to hydrogen embrittlement of X80 steel under the  $-10$  mA/cm<sup>2</sup> current density interference. It concluded that the hydrogen embrittlement susceptibility index of X80 steel is close to 25% after the total interference time reaches 4 h under the interval interference condition [8]. Shen Yi, et al. [9], Liu Zhiyong, et al. [10] have studied the stress corrosion cracking (SCC) susceptibility of X80 pipeline steel under different protection potentials.

However, the existing research still lacks the research on the hydrogen damage behavior under the large negative current interference caused by HVDC interference, and the related damage behavior and damage mechanism are still unclear.

In this work, we investigated hydrogen damage of X80 steel in NS4 solution by *in-situ* tensile testing under large charging current from  $-10 \dots -50$  mA/cm<sup>2</sup>, in order to elucidate the effect of different current density and the characteristic of X80 steel fracture.

## Experimental methods

The test specimen was taken from X80 longitudinal submerged arc welded (LSAW) pipeline with a specification<sup>1</sup> of  $\varnothing 1422 \times 25,7$  mm. The chemical composition of X80, wt. %, is: C – 0,045; Si – 0,20; Mn – 1,65; P – 0,0069; S – 0,0015; Cr – 0,21; Mo – 0,16; Ni – 0,27; Nb – 0,070; V – 0,0049; Ti – 0,018; Cu – 0,014; B – 0,0002; Al – 0,026; N – 0,0050; Fe – balance. The microstructure of the test specimen is granular bainite + polygonal ferrite, the grain size grade is 11.0 units according to ASTM E112-13, and the non-metallic inclusion grade is A0.5, B0.5, D0.5 according to GB/T 13298-2015, and ASTM E45-18a standards.

In-situ hydrogen-charging axial tensile testing was carried out on the MTS electronic tensile testing equipment, using a rod-shaped specimen (as shown in fig. 1), with a length of 101 mm, section diameter of 6,35 mm, and a gauge length of 25,4 mm. Before the test, the gauge length section of the sample should be polished to a mirror surface, and the non-gauge length section should be covered with silica gel to prevent contact with the test solution during the test.

The test solution was a near neutral simulated soil solution NS4, and its chemical composition, g/l, was:  $\text{NaHCO}_3$  – 0,483; KCl – 0,122,  $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  – 0,181; and  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  – 0,131. The solution was prepared with deionized water and analytical pure chemical reagents, and the pH value was about 7.

The sample was fixed in the electrolytic cell, and then clamped on the electronic tensile equipment. The prepared test solution was poured into the electrolytic cell, and the DC power supply was connected with the sample and the auxiliary electrode through a copper wire. During the test, the constant current output was used to regulate the hydrogen charging current density, and at the same time to apply a constant displacement speed of 0,1 mm/min to the sample until the sample fractured. To measure the hydrogen embrittlement sensitivity of the sample after test, one was to calculate the hydrogen embrittlement sensitivity index ( $I_{\text{HE}}$ ):

$$I_{\text{HE}} = \frac{\Psi_0 - \Psi_{\text{H}}}{\Psi_0} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

where  $\Psi_0$  is the reduction of area of the uncharged sample, %; and  $\Psi_{\text{H}}$  is the reduction of area of the



Fig. 1. Specimen for axial tensile test

hydrogen charged sample, %. Scanning electron microscope was used to observe the fracture morphology of the tensile sample to clarify the characteristics of the fracture.

## Results and discussion

**Influence of different interference current densities.** The stress-displacement curve and tensile strength of X80 steel under different interference current densities are shown in fig. 2. As the interference current density increases,

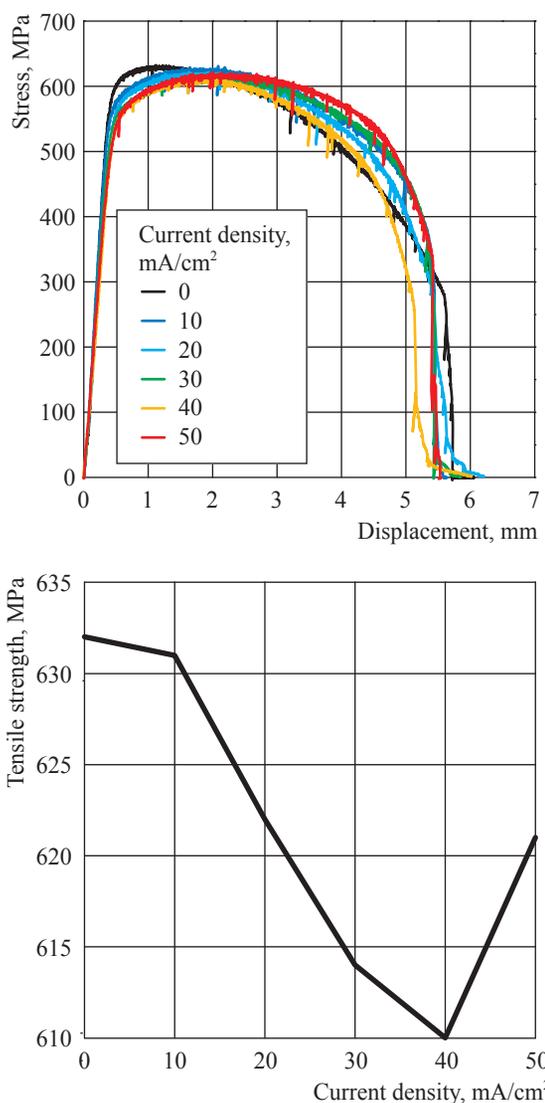


Fig. 2. Stress-displacement curve (a) and tensile strength under different interference current densities (b) for X80 steel

<sup>1</sup> Outside pipe diameter × wall thickness.

the stress-displacement curve of the X80 sample has a slight change, and the overall tensile strength shows a downward trend, but the maximum value of the decrease is only 21 MPa. The effect of external current interference on the strength of the sample is not significant.

Reduction of area and hydrogen embrittlement sensitivity index of X80 steel under different interference current densities are shown in fig. 3. It can be seen that with the increase of interference current density the reduction of area of X80 sample is significantly reduced, and the  $I_{HE}$  goes up greatly. When the current density is greater than 20 mA/cm<sup>2</sup>, the  $I_{HE}$  is more than 35%, X80 steel has entered the brittle fracture zone, the risk of hydrogen embrittlement is great according to common division criterions in engineering:  $I_{HE} > 35\%$  – brittle fracture zone,  $25\% < I_{HE} < 35\%$  – dangerous zone,  $I_{HE} < 25\%$  – safe zone to judge.

**Observation of fracture morphology.** Low-magnification photographs of the X80 tensile fracture under different interference current densities are shown in fig. 4. The fracture of the X80 sample has changed from a cup-shaped ductile fracture (see fig. 4a) to a jagged brittle fracture (see figs. 4b–f) under the effect of external current interference.

The microscopic morphology of the fracture has changed from a simple dimple-like morphology to a fracture morphology in which dimples and cleavage/quasi-cleavage features

coexist, as shown in fig. 5. It is generally believed that if there are microcracks (secondary cracks) on the sidewall of the tensile fracture in corrosive media, it indicates that the material is sensitive to SCC [11]. Compared with the slip-line on the sidewall of the un-interfered fracture, a large number of stepped microcracks appeared on the sidewall of the interfered fracture (fig. 6). The interference of external current causes hydrogen evolving on the surface of the sample. The resulting hydrogen can form either blisters in the sub-surface region or gaseous methane in the interior [12]. It should be also considered that surface cracks forming during the deformation further enhance the hydrogen uptake by increasing the available free surface area [13]. A certain stretching rate supply low deformation rates, and the low dislocation velocities help hydrogen atoms enter into the sample, which leads to the nucleation of cracks near the surface of the sample [14]. When the concentration of hydrogen inside the sample reaches a certain degree, then cracking occurs.

\*\*\*

The effect of different current density interference on X80 steel was investigated in the NS4 solution by tensile testing under in-situ hydrogen charging. Embrittlement occurred on X80 steel by strong current interference under slow tensile speed. The hydrogen embrittlement susceptibility rose as the interference current density increased. The hydrogen embrittlement

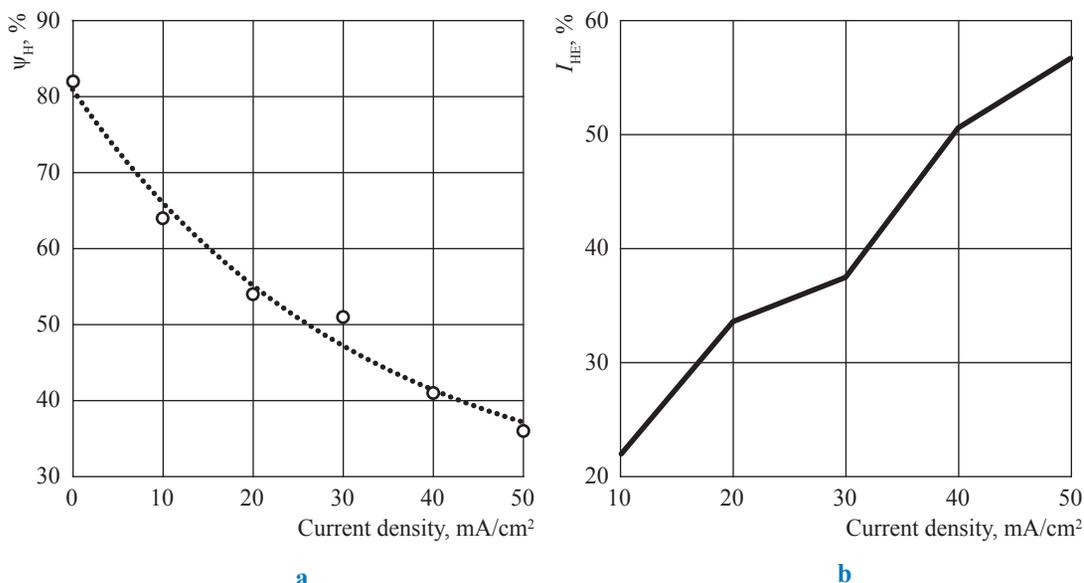


Fig. 3. Reduction of area (a) and hydrogen embrittlement sensitivity index (b) of X80 steel under different interference current densities

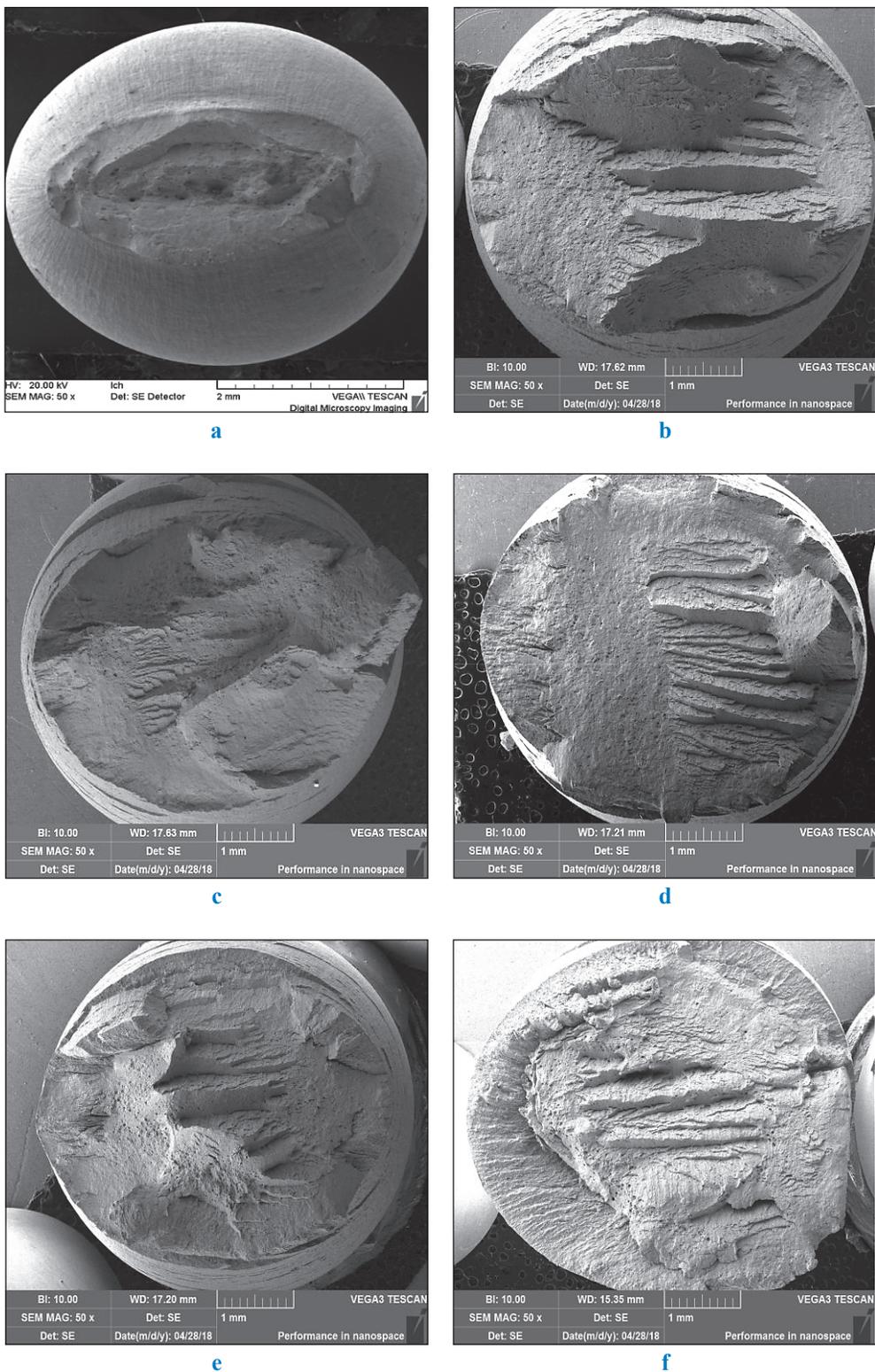
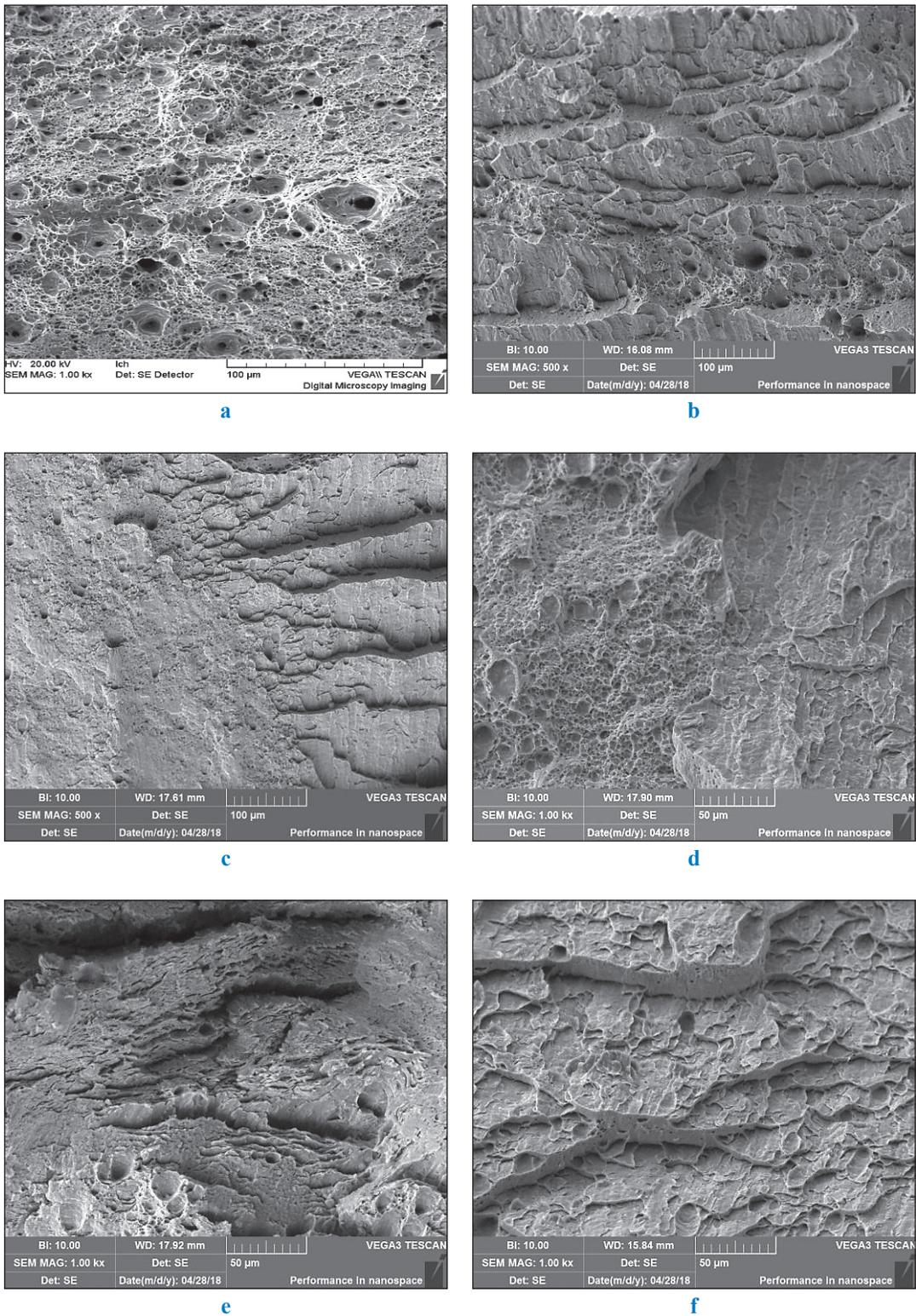


Fig. 4. Low-magnification (50×) photos of X80 tensile fracture under different interference current densities, mA/cm²: 0 (a); 10 (b); 20 (c); 30 (d); 40 (e); 50 (f)



**Fig. 5. The microscopic morphology of X80 tensile fracture under different interference current densities, mA/cm<sup>2</sup>: 0 (a); 10 (b); 20 (c); 30 (d); 40 (e); 50 (f)**

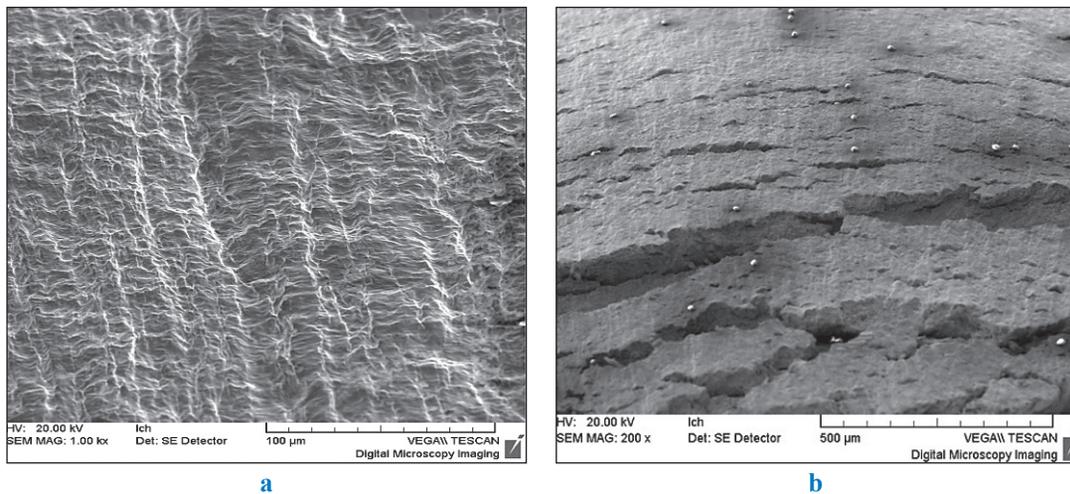


Fig. 6. The microscopic morphology of the sidewall on X80 tensile fracture, mA/cm<sup>2</sup>: 0 (a); 30 (b)

sensitivity of X80 steel is greater than 35% when the interference current intensity reaches 20 mA/cm<sup>2</sup>, then X80 steel enters brittle fracture range.

### Acknowledgments

This work was supported by the National Key R&D Program of China (2016YFC0802101), and the Scientific Research & Technology Development Project of CNPC (2019D-5009-13).

### References

1. CAO, J.-Z., H. GUO, X.-G. WEI. Development of smart grid and HVDC transmission = 智能电网发展与高压直流输电. *Smart Grid*, 2013, vol. 1, no. 2, pp. 1–6, ISSN 2095-5944. (Chin.).
2. STATE GRID CORPORATION OF CHINA. *Opinions of the State Grid Corporation on the transformation of power grid development and acceleration of power grid construction* = 国家电网公司. 国网关于转变电网发展方式 加快电网建设的意见. 2008. (Chin.).
3. JIANG, Z., Sh. DONG, G. LIU, et al. Research progress on interference on the pipeline caused by HVDC transmission = 高压直流输电系统对埋地管道干扰及防护研究进展. *Equipment Environmental Engineering*, 2021, vol. 18, no. 4, pp. 9–18, ISSN 1672-9242. (Chin.).
4. SUN, J., G. CAO, Ch. HAN, et al. Influence of HVDC transmission system ground electrode on West-East gas pipeline = 高压直流输电系统接地极对西气东输管道的影响. *Corrosion and Protection*, 2017, vol. 38, no. 8, pp. 631–636, ISSN 1005-748X. (Chin.).
5. HARDIE, D., E.A. CHARLES, A.H. LOPEZ. Hydrogen embrittlement of high strength pipeline steels. *Corrosion Science*, 2006, vol. 48, no. 12, pp. 4378–4385, ISSN 0010-938X.
6. ZHANG, T.M., W.M. ZHAO, W. GUO, et al. Hydrogen permeation behavior through HSLA steels and its implications on hydrogen embrittlement susceptibility. *Applied Mechanics and Materials*, 2013, vol. 302, no. 8, pp. 310–316, ISSN 1660-9336.
7. ELBOUJDAINI M., R.W. REVIE, M. ATTARD. Effects of cathodic protection on cracking of high strength pipeline steels. In: *Proc. of the ASME International pipeline Conference*. Calgary: ASME, 2010, pp. 683–697.
8. LI Kai, Qinglin GU, Yongtao JIANG, et al. Hydrogen embrittlement of X80 pipeline steel under negative interference of UHVDC discharge environment = 特高压直流放电负向干扰条件下X80管线钢的氢脆敏感性. *Corrosion and Protection*, 2020, vol. 41, no. 4, pp. 28–32, ISSN 1005-748X. (Chin.).
9. YI, Sh., R. WANG, G. REN, et al. Stress corrosion susceptibility of X80 pipeline steel under cathodic protection in near neutral environment = X80管线钢在近中性环境中阴极保护下的应力腐蚀敏感性. *Corrosion and Protection*, 2015, vol. 48, no. 5, pp. 42–45. (Chin.).

10. LIU, Z., Ch. WANG, C. DU, et al. Effect of applied potentials on stress corrosion cracking of X80 pipeline steel in simulated yingtian soil solution[J] = 外加电位对X80管线钢在鹰潭土壤模拟溶液中应力腐蚀行为的影响. *Acta Metallurgica Sinica*, 2011, vol. 47, no. 11, pp. 1434–1439, ISSN 1006-7191. (Chin.).
11. CHU, W.Y., L.J. QIAO, Q.Z. CHEN. *Fracture and environmental fracture* = 断裂与环境断裂. Beijing: Science Press, 2000. (Chin.).
12. TIWARI, G.P., A. BOSE, J.K. CHAKRAVARTTY, et al. A study of internal hydrogen embrittlement of steels. *Materials science and engineering: A*, 2000, vol. 286, no. 2, pp. 269–281, ISSN 0921-5093.
13. TARZIMOGHADAM, Z., D. PONGE, J. KLOWER, et al. Hydrogen-assisted failure in Ni-based superalloy 718 studied under in situ hydrogen charging: The role of localized deformation in crack propagation. *Acta Materialia*, 2017, vol. 128, pp. 365–374, ISSN 1359-6454.
14. FOURNIER, L., D. DELAFOSSE, T. MAGNIN. Cathodic hydrogen embrittlement in alloy 718. *Mater. Sci. Eng.: A*, 1999, vol. 269, pp. 111–119.

## Влияние плотности тока электрохимического наводороживания на водородное повреждение трубной стали X80 в почвах, близких к нейтральным

Янь Хан<sup>1,2\*</sup>, Цзюньтао Юань<sup>1,2</sup>, Аньцин Фу<sup>1,2</sup>, Чунъюн Хо<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Государственная головная лаборатория по свойствам и структурной надежности трубной продукции и материала оборудования, используемых в нефтяной промышленности, Китай, 710077, Шэньси, Сиань

<sup>2</sup> Научный институт трубной продукции Китайской национальной нефтяной корпорации, Китай, 710077, Шэньси, Сиань

\* E-mail: hanyan003@cnpc.com.cn

**Ключевые слова:** сталь X80, отрицательная поляризация, плотность тока, подверженность водородному охрупчиванию.

В настоящее время Китай является лидирующей страной в мире по количеству проектов передачи постоянного тока высокого напряжения (*англ.* high-voltage direct current, далее – HVDC), протяженности линий электропередачи, а также уровню используемого напряжения. К 2020 г. Китай реализовал 38 проектов передачи электроэнергии постоянным током общей протяженностью  $5,23 \cdot 10^4$  км [1, 2]. Учитывая стремительное развитие нефтегазовой промышленности и проектов HVDC, необходимо заострить внимание на постепенном росте влияния систем HVDC на трубопроводы [3]. Когда HVDC эксплуатируются в однополярном режиме, сила утекающего в землю выходного тока линии электропередачи может достигать тысяч ампер [4]. Положительная наведенная поляризация трубопровода от линий передачи HVDC ускорит коррозию трубопровода, в то время как отрицательная поляризация приведет к облупливанию противокоррозионного покрытия и даже к водородному повреждению, таким образом создавая угрозу безопасной эксплуатации нефте- или газопровода. С повышением категории прочности стали перекачивающих трубопроводов водородные повреждения, связанные с отрицательной поляризацией от HVDC, стали привлекать все большее внимание ученых как в Китае, так и за рубежом.

Трубопроводная сталь X80 демонстрирует очевидную склонность к охрупчиванию при плотности тока  $-0,1 \dots -0,5$  мА/см<sup>2</sup> [5–7]. Ли Кай и др. [8] изучили склонность к водородному охрупчиванию стали X80 при плотности тока поляризации  $-10$  мА/см<sup>2</sup>. В работе сделан вывод о том, что фактор восприимчивости к водородному охрупчиванию стали X80 приближается к 25 %, как только время поляризации составляет 4 ч в условиях интервальной поляризации. Шень И. и др. [9], Лю Чжиюн и др. [10] изучили подверженность коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) стали X80 при различных значениях потенциала катодной защиты.

Однако во всех проведенных исследованиях не хватает информации о водородных повреждениях при больших отрицательных значениях тока поляризации, вызванного HVDC. Таким образом, поведение и механизм возникновения такого повреждения трубопровода до сих пор остаются неясными.

Авторы изучили водородные повреждения стали X80 в растворе NS4 путем проведения испытаний на растяжение при высоких значениях зарядного тока в диапазоне  $-10 \dots -50$  мА/см<sup>2</sup>, чтобы выяснить, как влияет плотность поляризующего тока на природу повреждения стали X80.

### Эксперимент

Исследуемый образец был вырезан из прямошовной трубы  $\varnothing 1422 \times 25,7$  мм, сваренной методом дуговой сварки под флюсом из стали категории прочности X80, имеющей следующий химический состав, % масс.:

C – 0,045; Si – 0,20; Mn – 1,65; P – 0,0069; S – 0,0015; Cr – 0,21; Mo – 0,16; Ni – 0,27; Nb – 0,070; V – 0,0049; Ti – 0,018; Cu – 0,014; B – 0,0002; Al – 0,026; N – 0,0050; баланс Fe. Микроструктура исследуемого образца: зернистый бейнит + полигональный феррит, размер зерна 11,0 в соответствии с ASTM-E112-13, классы неметаллических включений A0.5, B0.5, D0.5 согласно стандартам GB/T 13298-2015 и ASTM E45-18a.

Осевые испытания на растяжение наводороженных образцов проводились на электронном испытательном оборудовании компании MTS Systems с использованием цилиндрических образцов (см. рис. 1, с. 49)<sup>2</sup> длиной 101 мм, диаметром сечения 6,35 мм и длиной испытываемой части 25,4 мм. Перед экспериментом поверхность испытываемой части образца была отполирована до зеркального блеска, а оставшаяся часть образца покрыта силикатным гелем, чтобы предотвратить контакт с контрольным раствором во время испытания.

Контрольный раствор представлял из себя модельный почвенный раствор NS4, близкий по характеристикам к нейтральному, со следующим химическим составом, г/л: NaHCO<sub>3</sub> – 0,483; KCl – 0,122; CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O – 0,181; MgSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O – 0,131. Раствор был приготовлен на основе дистиллированной воды и чистых химических реагентов. Значение pH составило примерно 7.

Для проведения испытаний на растяжение образец фиксируют в электролитической ячейке и закрепляют в электромеханической испытательной машине для растяжения. Далее в электролитическую ячейку наливают контрольный раствор, подсоединяют источник питания постоянного тока, а также вспомогательный электрод к образцу через медный провод. В ходе испытаний выходным постоянным током регулируют плотность тока наводороживания и поддерживают постоянную скорость деформации образца на уровне 0,1 мм/мин вплоть до образования трещины.

Для прогноза чувствительности образца после испытания по формуле (1) (см. с. 49)<sup>3</sup> рассчитывают коэффициент чувствительности к водородному охрупчиванию ( $I_{HE}$ ). Морфологию излома образца при испытании на растяжение оценивают с применением сканирующего электронного микроскопа.

## Результаты и обсуждение

**Влияние плотности тока поляризации.** Корреляция напряжения, деформации и прочности на растяжение для стали X80 при различных значениях плотности тока поляризации показана на рис. 2 (см. с. 49)<sup>4</sup>. По мере увеличения плотности

наведенного тока, кривая зависимости напряжения от деформации образца постепенно меняется (см. рис. 2а), а общий предел прочности на растяжение имеет тенденцию к понижению, однако максимальное снижение составило всего 21 МПа. Воздействие внешнего поляризующего тока на прочность образца незначительно.

Зависимость сужения площади образца стали X80 и коэффициента ее чувствительности к водородному охрупчиванию от плотности тока поляризации показана на рис. 3 (см. с. 50)<sup>5</sup>. Можно увидеть, что с увеличением плотности тока поляризации площадь образца сужается существенно меньше, а коэффициент  $I_{HE}$  стремительно увеличивается. Когда плотность тока превышает 20 мА/см<sup>2</sup>, показатель  $I_{HE}$  составляет более 35 %, сталь X80 начинает входить в область хрупкого излома, а риск водородного охрупчивания считается высоким согласно стандартным инженерным критериям:  $I_{HE} > 35 %$  – зона хрупкого излома,  $25 % < I_{HE} < 35 %$  – опасная зона,  $I_{HE} < 25 %$  – безопасная зона.

**Изучение морфологии излома.** Фотографии (50×) разрушения образца стали X80 при растяжении для различных показателей плотности тока поляризации показаны на рис. 4 (см. с. 51)<sup>6</sup>. Под воздействием внешнего тока излом образца X80 изменился с чашеобразного нехрупкого (см. рис. 4а) на зубчатый хрупкий (см. рис. 4б–ф).

Микроскопическая морфология излома изменилась с простой ямочной на трещиноватую, где сосуществуют впадины и расколы, квазирасколы (см. рис. 5, с. 52)<sup>7</sup>. Обычно считается, что если в коррозионной среде на торце излома растяжения есть микротрещины (вторичные трещины), то это свидетельствует о чувствительности материала к КРН [11]. В сравнении с линией скольжения на торце излома, где не было воздействия, на торце излома, подвергнутого воздействию, появилось большое количество многоярусных микротрещин (см. рис. 6, с. 53)<sup>8</sup>. Влияние внешнего тока вызывает выделение водорода на поверхности образца. Водород может способствовать образованию вспучиваний под поверхностью или газообразного метана во внутреннем пространстве [12]. Следует также принять во внимание, что трещины на поверхности образца, возникающие в ходе его деформации, в дальнейшем усиливают наводороживание за счет увеличения доступной поверхности раздела

<sup>2</sup> Рис. 1. Образец для осевого испытания на растяжение.

<sup>3</sup> Здесь:  $\Psi_0$  – сужение площади незаряженного образца, %;  $\Psi_H$  – сужение площади наводороженного образца, %.

<sup>4</sup> Рис. 2. Зависимость напряжения от деформации (а) и прочность на растяжение при различных значениях плотности тока поляризации (б) для стали класса X80: *англ.* stress, МПа – напряжение, МПа; *англ.* displacement, mm – деформация, мм; *англ.* tensile strength, МПа – предел прочности на разрыв, МПа; *англ.* current density, mA/cm<sup>2</sup> – плотность тока, mA/cm<sup>2</sup>.

<sup>5</sup> Рис. 3. Сужение площади (а) и коэффициент чувствительности к водородному охрупчиванию (б) стали X80 при различных значениях плотности тока поляризации.

<sup>6</sup> Рис. 4. Пятидесятикратно увеличенные фотографии разрушения образца стали X80 при растяжении для различных показателей плотности тока поляризации, mA/cm<sup>2</sup>: 0 (а); 10 (б); 20 (с); 30 (д); 40 (е); 50 (ф)

<sup>7</sup> Рис. 5. Микроскопическая морфология излома образца стали X80 при растяжении для различных показателей плотности тока поляризации mA/cm<sup>2</sup>: 0 (а); 10 (б); 20 (с); 30 (д); 40 (е); 50 (ф).

<sup>8</sup> Рис. 6. Микроскопическая морфология торца излома образца стали X80 при растяжении 0 мА/см<sup>2</sup> (а) и 30 мА/см<sup>2</sup> (б).

между металлом и газом [13]. Определенная скорость растяжения «питает» низкую скорость деформации, которая, в свою очередь, способствует попаданию атомов водорода в образец, что приводит к зарождению трещин вблизи поверхности образца [14]. Когда концентрация водорода внутри образца достигает определенного значения, начинается растрескивание.

\*\*\*

Авторы изучили влияние различных показателей плотности тока поляризации на сталь X80 в растворе NS4 на основе испытания образцов на растяжение при местном наводороживании. Охрупчивание стали X80 произошло при большом

поляризующем токе и низкой скорости растяжения. Чувствительность к водородному охрупчиванию возрастала с увеличением плотности поляризующего тока. Чувствительность к водородному охрупчиванию стали X80 превышает 35 %, когда плотность тока поляризации достигает 20 мА/см<sup>2</sup>, и тогда сталь X80 начинает входить в область хрупкого излома.

#### **Благодарность**

*Работа выполнена в рамках ключевой национальной научно-исследовательской программы Китая (2016YFC0802101) и программы научно-технологического развития Китайской национальной нефтяной корпорации (2019D-5009-13).*

УДК 620.163

## Микробиологические аспекты коррозионного разрушения подземных трубопроводов

Р.В. Кашковский<sup>1\*</sup>, Н.С. Хохлачев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: R\_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В обзоре освещены общие научно-технические аспекты биокоррозионного разрушения подземных стальных сооружений. В первой части рассмотрены основные факторы биокоррозионной обстановки, в следующей проанализировано разнообразие коррозионно-активных бактерий, включая биоэлектрохимические интерпритации процессов их метаболизма. В заключительной третьей части описаны современные достижения в развитии методов исследования изучаемого явления биокоррозии. Представленный материал будет интересен студентам технических специальностей вузов различного профиля, научным работникам, а также инженерам организаций, эксплуатирующих подземные трубопроводы.

**Ключевые слова:**

подземный трубопровод, сталь, коррозия, биокоррозия, разрушение, метаболизм, методы исследования.

Аварии на трубопроводах, перекачивающих горючие энергоносители, приводят к значительным финансовым потерям и серьезному, а иногда даже необратимому ущербу окружающей среде. Одной из наиболее известных аварий, которая произошла по вине значительного повреждения металлических конструкций вследствие микробиологической коррозии (МБК) [1], является разрыв Трансаляскинского трубопровода в 2006 г.: в окружающую среду попало около 1 млн л нефтепродуктов, а штраф компании-оператору достиг \$25 млн.

Различные методы анализа поверхности конструкционной стали подтверждают пагубное влияние микроорганизмов на стойкость материалов подземных конструкций и сооружений. В последние годы для подтверждения данных о потере веса образцов-свидетелей или питтингах на поверхности стали становятся популярными различные инструменты физико-химического и электрохимического анализа, которые позволяют выявлять новые полезные факты о биокоррозии как о биоэлектрохимическом явлении. Глубокое понимание механизмов биокоррозии будет способствовать более эффективному управлению надежностью и целостностью трубопроводных систем.

Углеродистая сталь – один из наиболее широко используемых конструкционных материалов для передачи воды, углеводородов и других химических реагентов [2], в связи с чем коррозия стенок подземных трубопроводов является актуальной проблемой в различных отраслях промышленности [3]. Последствия выхода из строя труб включают в себя производственные потери, загрязнение окружающей среды, дорогостоящий ремонт, приостановку поставки энергоносителей, а также серьезные угрозы безопасности населения.

Коррозионное разрушение подземных сооружений часто считают абиотическим процессом, контролируемым физико-химическими и электрохимическими процессами [4, 5], а также эксплуатационными нагрузками или металлургической наследственностью материала [6, 7]. Именно по этой причине микробиологический вклад в коррозионное разрушение подземных трубопроводов изучен недостаточно, а корреляция между скоростью коррозии и микробиологическими характеристиками почвы остается неформализованной [8].

В то же время, доказано, что присутствие микроорганизмов может на несколько порядков увеличить скорость инициирования коррозионных процессов на стали [9, 10]. Сейчас сформировалось понимание, что МБК может привести к серьезным повреждениям подземных трубопроводов в результате точечной коррозии [11],

а также коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [12].

Подсчитано, что на реализацию мероприятий против МБК в США затрачивается около \$55 млрд в год [13, 14], в связи с чем актуальным представляется углубление знаний в области МБК подземных газопроводов, что и является предметной областью настоящего обзора.

### Факторы МБК в почве

**Окружающая среда.** Почва – одна из важнейших, но и наиболее динамичных и малоизученных сред обитания живых организмов на Земле [15]. Для почвы характерна неоднородность физического, химического и микробиологического составов [16]. Скорость коррозии и КРН подземных трубопроводов может значительно варьироваться и в некоторой степени быть предсказана с помощью анализа почвы по таким показателям, как влажность, электрическое сопротивление и химический состав, включая водородный показатель (рН) и концентрацию ионов (хлорид, сульфат, сульфид), органического углерода и кислорода [6, 11, 17, 18]. Данный подход реализован в отраслевых рекомендациях<sup>1</sup> ПАО «Газпром».

Водородный показатель почвы оказывает важное влияние на микробное разнообразие, при этом нейтральная почва является наиболее благоприятной средой для развития микробных сообществ [19]. Размер частиц почвы влияет на диффузию кислорода, перенос растворенных веществ и способность удерживать воду в биокоррозионной системе [8]. Например, глинистые почвы состоят из очень мелких частиц, которые ограничивают диффузию кислорода и воды, а также снижают доступность субстратов для роста микроорганизмов из-за сорбции на развитой поверхности почвенных гранул [20]. Поскольку диффузия кислорода в глинистых почвах ограничена, они могут способствовать росту анаэробных микроорганизмов, таких как сульфатредуцирующие бактерии. Однако большая доля глинистой почвы может

быть недоступна для колонизации микроорганизмами, так как большинство пор в глинах обычно меньше 10 нм в диаметре, что исключает появление микроорганизмов.

Американская ассоциация водопроводных сооружений разработала 10-балльную систему оценки коррозионной активности почв<sup>2</sup> (таблица). В документе среди прочего отмечена важность отбора проб грунта на глубине залегания газопровода, а не на поверхности, что может сильно влиять на результат проводимой оценки его коррозионной активности.

**Сталь и продукты ее коррозионного разрушения.** Малоуглеродистая сталь наиболее часто используется при строительстве подземных нефтегазопроводов, но обладает относительно низкой коррозионной стойкостью. Несмотря на то что подземные стальные трубы в большинстве случаев имеют изоляционное покрытие для уменьшения опасности коррозии, многие микроорганизмы способствуют их разрушению и дальнейшему прогрессированию биокоррозии трубной стали [21]. Деградация защитного покрытия начинается с нарушения адгезии с металлической поверхностью, в результате чего складываются благоприятные условия для роста и развития микроорганизмов. Клей и грунтовки, наносимые с ленточными покрытиями, могут служить источником питательных веществ, поддерживающих рост микроорганизмов и способствующих разрушению покрытия [3]. Магистральные газопроводы, защищаемые ленточными покрытиями после длительной (20...25 лет) эксплуатации, под действием внешней среды, эксплуатационных нагрузок и наследственности структуры материала склонны к КРН [12]. Современная универсальная кинетическая модель данного процесса, разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [22], формализует основные стадии процесса на основе анализа групп внешних и внутренних факторов. Локальные коррозионные очаги, провоцируемые в том числе и биокоррозионной активностью грунта, являются основным физико-химическим явлением на начальной стадии процесса КРН. Микробиологическая оценка в данной модели не используется, но представляется

<sup>1</sup> См. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Управление техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром». Инструкция по прогнозированию ожидаемых скоростей развития дефектов и назначению сроков технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций: Р Газпром 2-2.3-1190-2019.

<sup>2</sup> American national standard for polyethylene encasement for ductile-iron pipe systems: ANSI/AWWA C105/A21.5-99 / American Water Works Association. – 1999. – <https://www.dipra.org/phocadownload/new/CorrosionControl-PolyethyleneEncasement.pdf>.

**Балльная оценка биокоррозионной активности почвы по отношению к стальным трубам<sup>2</sup>**

Параметр	Характеристика почвы	Количество баллов
Удельное сопротивление, Ом·м	< 15	10
	≥ 15...18	8
	> 18...21	5
	> 21...25	2
	> 25...30	1
	> 30	0
рН	0...2	5
	2...4	3
	4...6,5	0
	6,5...7,5	0*
	7,5...8,5	0
	> 8,5	3
Окислительно-восстановительный потенциал, мВ	> + 100	0
	+50...+100	3,5
	0...+50	4
	< 0	5
Сульфиды	Присутствуют	3,5
	Следы	2
	Отсутствуют	0
Влажность	Плохой дренаж, низкие фильтрационные свойства, постоянно влажная	2
	Хороший дренаж и фильтрация, обычно увлажненная	1
	Хороший дренаж и фильтрация, в основном сухая	0

\* Если присутствуют сульфиды и получены низкие (< 100 мВ) или отрицательные результаты окислительно-восстановительного потенциала, этому диапазону следует назначить 3 балла.

перспективным направлением работ в ближайшем будущем.

Присутствие оксидов металлов (ржавчины) на поверхности трубной стали из-за специфики их электрохимических свойств, шероховатости и гидрофобности увеличивает микробную адгезию [23], микроорганизмы могут колонизировать такой участок и увеличивать его в размерах. Тип продуктов коррозии, образующихся на углеродистой стали, зависит от температуры, рН и концентрации  $Fe^{2+}$ , концентрации хлоридов, карбонатов, кислорода и сульфат-ионов в различных условиях окружающей среды [23–26].

**Микробиологические факторы.** На разнообразии и распространении микроорганизмов влияет множество биотических и абиотических факторов, таких как тип экосистемы, рН, наличие питательных веществ, уровень кислорода, освещенность, температура и т.д. [19]. Следует отметить, что бактерии являются наиболее изученными микроорганизмами с точки зрения МБК. Они способны формировать биопленки на частицах почвы

и на других влажных поверхностях за счет образования экзополимеров (*англ.* extracellular polymeric substance, EPS). Стальные и минеральные поверхности благодаря адсорбции органических соединений привлекательны для бактериальной колонизации [27].

Различные исследователи классифицируют механизмы МБК по-разному, в основном деля их на прямые и косвенные. К прямым относятся непосредственно влияющие на металл специфические биохимические механизмы, например катализирующее окисление атомов металлов, в то время как косвенные механизмы влияют на скорость коррозии за счет воздействия продуктов жизнедеятельности микроорганизмов и т.п.

Следует отметить, что многие микроорганизмы обладают подвижностью и могут двигаться к источникам энергии или от токсинов (хемотаксис). Например, увеличение уровня ионов  $Fe^{2+}$ , высвобождаемых при коррозии внешней стенки трубы, может способствовать увеличению титра микроорганизмов, окисляющих железо.

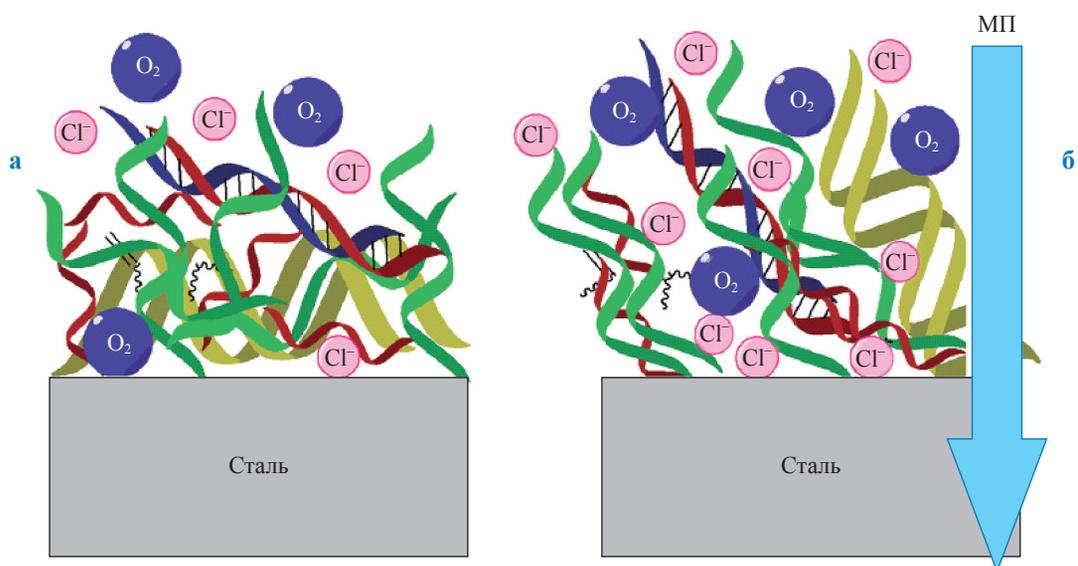


Рис. 1. Принципиальная схема строения поверхностной биопленки с EPS без воздействия (а) и под действием (б) МП

Одним из факторов биологической коррозии является способность *синтезировать экзополисахариды*<sup>3</sup> в виде слизи. Экзопалисахариды представляют собой липкие высокомолекулярные соединения [28] и в большом количестве продуцируются многими микроорганизмами, быстро покрывая поверхность стали в естественной среде. В таких условиях микроорганизмы могут образовывать ассоциации в виде биопленок. Природные биопленки состоят из огромного разнообразия микроорганизмов, включая бактерии, грибы, археи и эукариоты. При этом метаболические способности различных микроорганизмов весьма разнообразны, что позволяет им формировать полимерные структуры различной морфологии. Считается, что EPS играют важную роль в агрессивности МБК и могут серьезно влиять на скорость коррозии трубной стали.

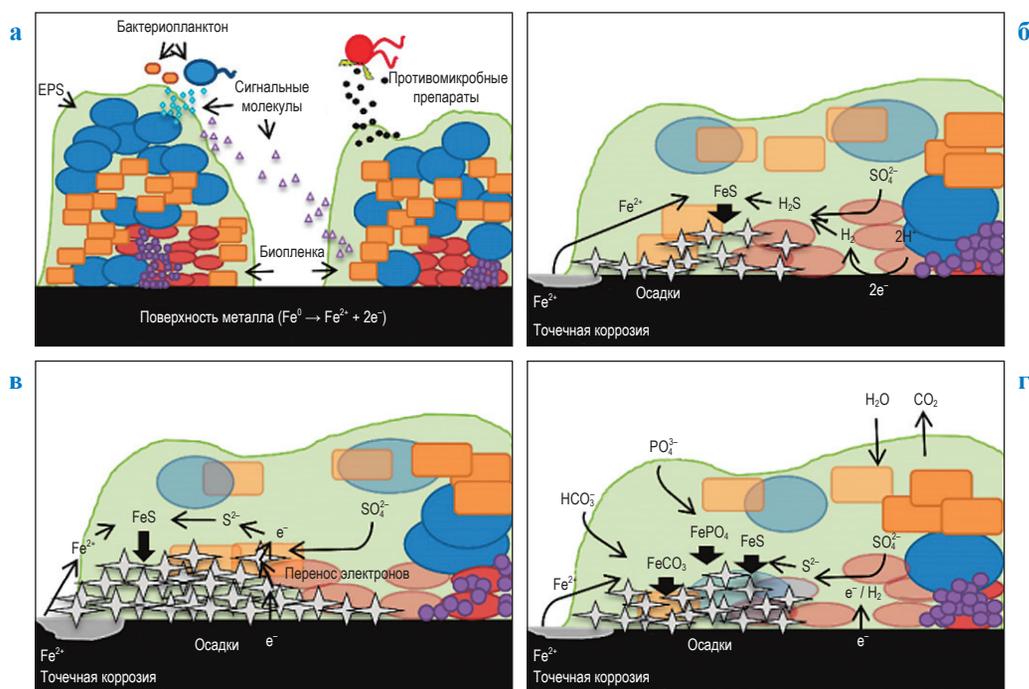
Несмотря на то что полимерные цепи экзополисахаридов малополяризуемы, биопленки с EPS эффективно удерживают в своей структуре различные ионы, участвующие в биоэлектрохимических процессах. Такое явление придает этим структурам возможность структурироваться под действием внешнего магнитного поля (МП), усугубляя общую коррозионную обстановку на поверхности трубной стали [29] (рис. 1).

Как уже было описано выше, *образование биопленок* увеличивает риск биокоррозионных

повреждений. При наличии определенных групп микроорганизмов на поверхности корродирующего металла может образовываться биопленка, создавая анаэробные области даже в аэрируемых водопроводных средах и таким образом способствуя биокоррозии (рис. 2). Установлено, что толщина биопленки на стенках трубопровода составляет около 150 мкм, удельное содержание бактериальных клеток приближается к  $10^7$  на  $1 \text{ см}^2$ . Поликатонная природа биопленки обеспечивает оптимальные условия жизнедеятельности коррозионно-агрессивных микроорганизмов. Она способствует концентрации питательных веществ и препятствует проникновению молекул некоторых типов, например катионных биоцидов, а также защищает микроорганизмы от чужеродного воздействия.

Также следует отметить, что применительно к отдельным видам микроорганизмов существуют отчетливо различающиеся физиологические стадии образования биопленок, включая стадии прикрепления, созревания и диспергирования; и метаболизм микроорганизмов изменяется на каждой стадии [30]. Из этого следует, что влияние микроорганизмов на сталь будет меняться в зависимости от фазы их роста [16]. Уровень МБК скорее следует связывать с состоянием и скоростью метаболизма микроорганизмов, нежели с количеством микробных клеток или присутствием их конкретных видов [31].

<sup>3</sup> Разновидность EPS.



**Рис. 2. Схема биоэлектрохимических процессов, протекающих на поверхности стали [32]: а – биопленка на поверхности металла, продуцирующая сигнальные молекулы и противомикробные препараты; б – химическая коррозия, вызванная сульфатредуцирующими бактериями (СРБ); в – электрическая микробиологическая коррозия, вызванная СРБ; г – многослойная биопленка, приводящая к образованию нескольких различных осадков**

### Коррозионно-активные микроорганизмы

Среди почвенных групп бактерий наибольшее влияние на коррозию оказывают:

- СРБ;
- сероокисляющие бактерии (СОБ);
- бактерии, окисляющие или восстанавливающие железо;
- бактерии, окисляющие марганец, и бактерии, выделяющие органические вещества;
- бактерии, выделяющие кислоты или экзополимеры [33].

В природе эти организмы часто содержатся в различных сообществах, в которых консолидированный метаболизм может значительно ускорять коррозию стали [34–36]. В анаэробных грунтах, богатых сульфатом, наиболее вероятно будут преобладать СРБ [5], являясь основной причиной коррозии. Так, СРБ активно развиваются под биопленкой, внутри которой создаются оптимальные для них анаэробные условия. Также стоит отметить, что некоторые археи и бактерии, одни из которых способны восстанавливать железо, а другие – его окислять, иногда находятся в тесной ассоциации и могут локально циклировать железо [37, 38].

**СРБ.** Среди коррозионно-агрессивных микроорганизмов СРБ наиболее известны и изучены, что связано с их высокой коррозионной активностью. В природных источниках СРБ представлены в илистых осадках и водах океанов, морей, соленых озер, заболоченных почвах, торфах, сопочных глинах, месторождениях серы и сульфидных руд, рубце жвачных животных, кишечнике насекомых и человека и т.п. Несмотря на то что СРБ являются анаэробами, они не погибают и в присутствии кислорода, чем и объясняется их широкое распространение в природе.

Скорость коррозии в почве при наличии СРБ может быть более чем в 20 раз выше, чем в абиотических условиях. Однако стоит отметить, что относительный вклад различных механизмов коррозии варьируется в зависимости от видов присутствующих СРБ, так как они могут существенно различаться с точки зрения активности [39].

При диссимиляционном восстановлении сульфата с помощью СРБ образуется  $H_2S$ , который выводится из клеток [40, 41].  $H_2S$  быстро окисляет металлическое железо с образованием

сульфида железа [42]. Суммарная реакция имеет вид:



Помимо сульфата СРБ могут также использовать другие соединения серы, такие как бисульфит ( $\text{HSO}_3^-$ ), тиосульфат ( $\text{S}_2\text{O}_3^{2-}$ ) и элементарную серу [43].

Приложение катодного потенциала к трубопроводу практически не влияет на состав биоценоза вокруг трубопровода, однако количество иммобилизованных (адгезированных) клеток СРБ при этом возрастает [44]. СРБ способны ассимилировать электроны, высвобождающиеся в процессе окисления железа, и, следовательно, ускорять коррозионное разрушение. В данном случае на поверхности трубопровода будет протекать питтинговая коррозия даже при наличии электрохимической защиты (рис. 3) [45].

СРБ способны концентрировать протоны в ограниченном пространстве на поверхности стали [46], что может усиливать процессы коррозионно-механического разрушения трубной стали [3].

**Нитратредуцирующие бактерии (НРБ).** Изучению влияния НРБ на коррозию посвящено значительно меньшее количество работ, нежели исследованиям СРБ. Тем не менее окисление железа в сочетании с восстановлением

нитратов, катализируемое микроорганизмами, является термодинамически более выгодным процессом, чем окисление железа в сочетании с восстановлением сульфата [47].

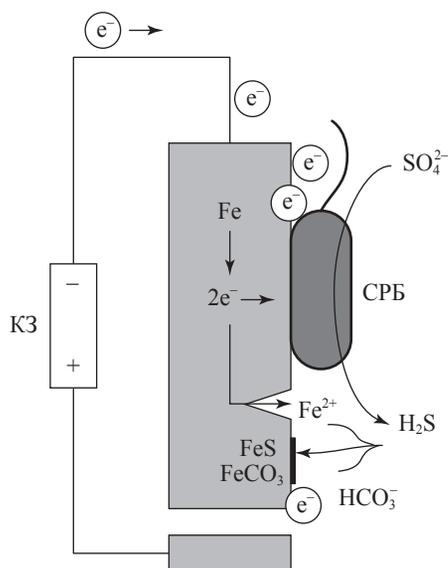
Наиболее современные исследования биокоррозионной активности НРБ в грунтовых средах описали Х. Вань, Д. Сун, Д. Цзан и др. [48].

**СОБ.** Бактерии и археи способны окислять элементарную серу,  $\text{H}_2\text{S}$  и минеральные сульфиды, такие как пирит, с образованием сульфат-иона и/или серной кислоты, которая способна увеличивать кислотность среды, скорость наводороживания и коррозии [33]. Группа этих микроорганизмов филогенетически разнообразна. Они могут быть аэробами, анаэробами, ацидофильными или нейтрофильными микроорганизмами и т.п. [49]. Присутствие микроорганизмов, окисляющих серу, может стимулировать рост СРБ путем производства продуктов, необходимых для их роста (например, сульфата).

**Микроорганизмы, окисляющие металлы,** формируют осадки оксидов и гидроксидов металлов на поверхности стали и таким образом вносят свой вклад в МБК [50]. Железоокисляющие бактерии (FeOB) и археи могут быстро образовывать большие количества осадков оксида железа, при этом изменяя кислотность окружающей среды. Энергия для роста FeOB генерируется путем окисления ионов двухвалентного железа до ионов трехвалентного железа [51]. Под отложениями оксида железа на углеродистой стали из-за возникающего эффекта дифференциальной аэрации могут образовываться коррозионные язвы [52]. Отложения оксидов также могут создавать анаэробные условия, стимулирующие рост СРБ. Комбинированное воздействие FeOB и СРБ способно вызвать более агрессивную коррозию, чем каждый вид бактерий по отдельности [53].

**Кислотопродуцирующие бактерии (КПБ)** стимулируют МБК за счет производства органических кислот, которые снижают значение pH в среде биопленок [54]. Даже в пределах одной и той же биопленки значения pH в двух соседних местах могут существенно отличаться (на 2 единицы или больше) [55].

В отличие от сульфатредукции, протонное восстановление, которое может происходить внеклеточно на поверхности металла, не требует биокатализа. В этом случае



**Рис. 3. Схема реализации процесса микробиологической коррозии катоднозащищенной трубной стали с участием СРБ: КЗ – катодная защита**

может способствовать коррозии и неадгезированная микрофлора за счет образования протонов для поддержания кислотности среды. Органические кислоты обычно являются слабыми кислотами, тем не менее при одинаковом значении pH они гораздо более агрессивны, чем минеральные кислоты, поскольку обладают буферной способностью восстанавливать концентрацию потребляемых в ходе коррозии протонов [56].

**Метаногены.** Многие микроорганизмы способны выделять  $\text{CH}_4$  в качестве побочного продукта своего метаболизма. Все чаще в грунтовых средах обнаруживают метаногенные археи, с которыми связывают МБК в анаэробной среде [13]. В отдельных исследованиях наличие последних связывают с питтинговой коррозией стальных трубопроводов [57]. Метаногены, подобно СРБ, часто используют  $\text{H}_2$  в качестве донора электронов в процессе своего дыхания [58] и могут вызывать значительное увеличение скорости коррозии в анаэробных условиях.

Отметим, что некоторые метаногены могут также использовать  $\text{Fe}^0$  в качестве источника электронов [59]. В таком случае скорость коррозии стали может увеличиться в 10 раз, высвобождая в раствор  $\text{Fe}^{2+}$  в значительной концентрации.

**Грибы.** Грибы представляют собой эукариотические микроорганизмы, которые встречаются в природе повсеместно. В естественной среде грибковые биопленки могут потреблять кислород, создавая благоприятные бескислородные условия для существования анаэробов, таких как СРБ [13]. Грибы также могут разлагать углеводороды с образованием органических кислот, которые способны стимулировать коррозию и коррозионное растрескивание трубопроводов [60].

**Археи.** Подобно бактериям, археи не имеют мембраносвязанных органелл или ядра. С другой стороны, клеточные стенки архей не содержат пептидогликанов [61]. Некоторые археи являются восстановителями сульфатов или нитратов [62] либо метаногенами [63]. Многие из архей являются экстремофилами, т.е. теми микроорганизмами, которые способны переносить экстремальные условия, такие как очень высокие температуры или давление. Другими словами, археи – одна из наиболее устойчивых форм коррозионно-активных микроорганизмов.

## Методы исследования МБК

Методы исследования микроорганизмов и их сообществ разделяют по следующим направлениям: геномика, микроскопия, спектроскопия, метаболомика, микросенсорные и электрохимические методы. Они будут описаны ниже.

**Генетические методы.** Современные методы анализа позволяют проводить исследование микробиологических сообществ без разделения и выделения чистых изолятов. Это стало возможным благодаря достижениям в области метагеномного секвенирования [16]. Отбор проб для молекулярно-генетических методов относительно прост и требует лишь использования стерильных инструментов и флаконов, а также создания условий для предотвращения деградации ДНК. Для идентификации бактерий и архей наиболее широко используемым подходом к анализу является секвенирование генов, кодирующих малую субъединицу рибосомной РНК [64].

**Микробиологические методы** исследования применяются для выделения, культивирования, идентификации и количественного определения микроорганизмов. В нефтегазовой промышленности для определения общей обсемененности используют чашечный метод Коха [65].

При визуальной микроскопии для увеличения разрешающей способности либо для определения наличия целевых видов микроорганизмов используют красители (в том числе и иммунофлуоресцентные), окрашивающие клетки [66]. Стоит подчеркнуть, что для полевых исследований смешанных культур бактерий, в том числе и в вытяжках из грунтовых электролитов, описываемые микробиологические методы часто оказываются малоэффективными [67].

Биохимические методы – распространенный инструмент обнаружения и количественной оценки микроорганизмов, связанных с МБК. Эти методы позволяют провести анализ микробной биомассы и могут включать анализ метаболитов, белка, компонентов клеточной стенки, цитохромов, фотопигментов, а также ряда специфических коферментов [68].

Спектрофотометрические методы анализа белков и углеводов часто применяются для оценки содержания биомассы в биопленках. Для оценки общей метаболической активности микроорганизмов обычно определяют

концентрацию аденозинтрифосфорной кислоты, так как она присутствует во всех живых клетках, что позволяет на основе данных о ее концентрации оценить общую живую биомассу в анализируемом образце [69, 70].

Метаболиты также можно использовать для количественной оценки активности роста микроорганизмов. Так, например, сульфат является конечным акцептором электронов для типичного роста СРБ. Следовательно, путем измерения остаточной концентрации сульфата или образования сульфида можно оценить кинетику роста означенных микроорганизмов.

**Метаболомика.** Метаболомика изучает конечные и промежуточные продукты обмена веществ в клетке. Метаболомика рассматривается как исследование «общего биохимического окружения клетки» и обычно относится к концентрации низкомолекулярных метаболитов [71]. Главные современные методы метаболомики – это спектроскопия ядерного магнитного резонанса (ЯМР), жидкостная хромато-масс-спектрометрия (ЖХМС) и газовая хромато-масс-спектрометрия (ГХМС).

**Электронная микроскопия и спектроскопия.** Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) считается основным методом

изучения морфологии биопленок и продуктов МБК [72]. Электронная инспекция адгезированных на поверхности металла организованных структур микроорганизмов позволяет выявлять особенности строения исследуемых пленок, а также продуктов коррозии. Пример подобных изображений приведен на рис. 4.

Конфокальная лазерная сканирующая микроскопия широко используется в современных исследованиях МБК [74]. Перед исследованием биопленки окрашивают красителями. Данный метод также можно использовать для измерения толщины биопленки, а окончательные результаты анализа могут быть представлены как трехмерным, так и двумерным изображениями.

Рентгеновская дифракция (XRD) и рентгеновская фотоэлектронная спектроскопия (XPS) успешно применяются для определения кристаллической структуры и химического состава продуктов коррозии [75]. Получаемые результаты позволяют выявлять особенности процесса МБК [76].

При атомно-силовой микроскопии (АСМ) посредством микрозонда определяют топографию поверхности, которая подвержена изменчивости под действием микроорганизмов. Также образование биопленок изучалось

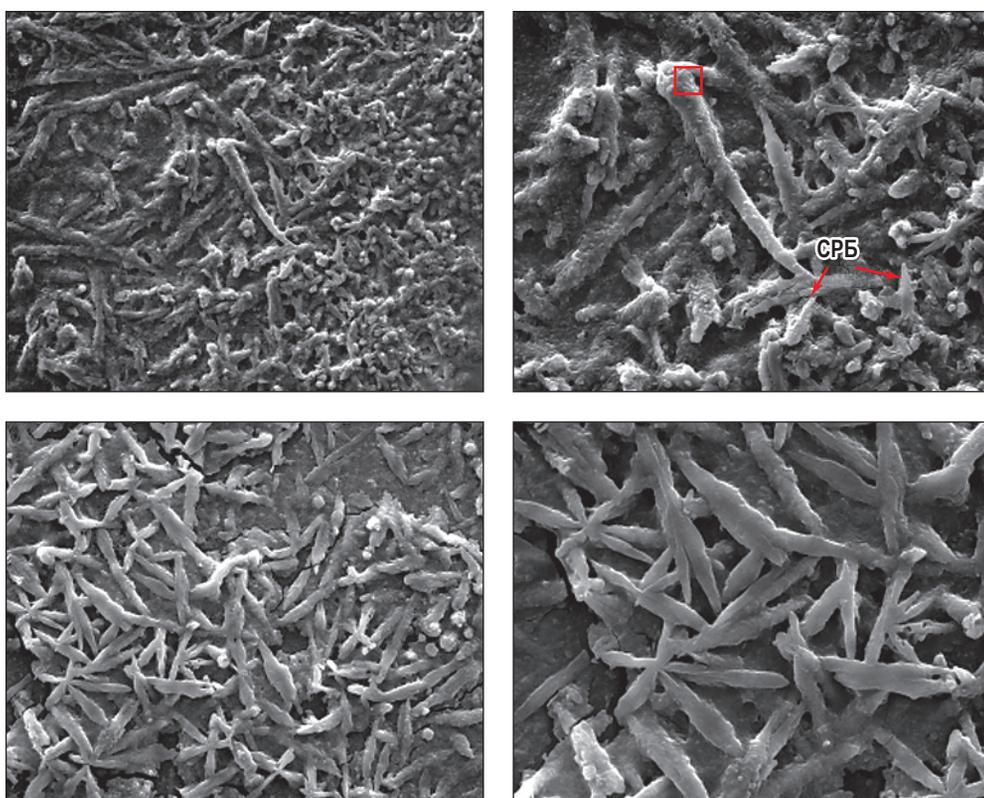


Рис. 4. Микрофотографии поверхности трубной стали в средах с СРБ, полученные с помощью сканирующего электронного микроскопа [73]

с помощью рамановской и инфракрасной спектроскопии [77, 78].

**Микросенсоры** используются для получения информации о химических и физических процессах, протекающих в живых биопленках. С их помощью возможно изучение потребления кислорода, процессов нитрификации, восстановления сульфата или окисления сульфидов [79]. Микросенсорные зонды в основном чувствительны к изменению pH, концентраций  $O_2$ ,  $NO_3^-$ ,  $NH_4^+$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $PO_4^{3-}$ , общего хлора и значению окислительно-восстановительного потенциала. Микросенсоры являются электрохимическими (потенциометрическими, амперометрическими) или импедансометрическими зондами.

Амперометрические микроэлектроды популярны среди исследователей биопленок и могут определять концентрацию растворенных газов, ионов и органических молекул. Указанные электроды измеряют ток, возникающий при переносе электронов между окислительно-восстановительными парами [80]. Методика измерения основана на применении метода линейного изменения потенциала с последующей регистрацией результата измерения тока. Следовательно, эти зонды потребляют реагент, который измеряют, и, как следствие, влияют на условия существования биопленки.

**Электрохимические методы.** В большинстве исследований МБК применяются электрохимические методы, включая измерения потенциала коррозии, окислительно-восстановительного потенциала, поляризационного сопротивления, электрохимического импеданса, электрохимического шума и поляризационных кривых, в том числе сканирование точечной коррозии [11]. Данные методы позволяют изучать электрохимические процессы, протекающие при МБК трубной стали, понимать механизмы МБК и способствовать более эффективному управлению коррозией и оценке соответствующих рисков.

*Удельное сопротивление почвы* зависит от ее влажности, физической структуры, а также концентрации токонесущих растворимых ионов. В стандартных условиях полное сопротивление почвы (импеданс) пропорционально размеру ее частиц, что определяется количеством капиллярной воды между частицами [81].

*Приложение потенциалов или токов* является распространенным методом электрохимической защиты подземных

металлоконструкций. Такое воздействие на металл способно изменять pH приповерхностного слоя электролита, вызывать протонирование клеточных поверхностей [82], а также изменять способность микроорганизмов и EPS прикрепляться к стальной поверхности [83, 84].

Однако не во всех случаях наблюдается такое воздействие. Так, показано [85], что небольшие потенциалы переменного тока практически не влияют на количество бактерий или их метаболизм. С другой стороны, установлено, что катодная защита трубопроводов с большими приложенными токами в состоянии как снижать жизнеспособность некоторых бактерий [86], так и, наоборот, – стимулировать их развитие, действуя в качестве источника энергии [42, 87–89]. Такое различие определяется условиями проведения эксперимента и видом анализируемых микроорганизмов [90].

*Сопротивление линейной поляризации (LPR) и спектроскопия электрохимического импеданса (EIS)* часто используются для изучения скорости равномерной коррозии стали, однако данные методы не являются оптимальными для изучения локальной коррозии, такой как точечная и щелевая [11, 17], поскольку результаты представляют собой средние значения по всей поверхности образца.

Метод LPR заключается в линейном сканировании потенциала постоянного тока в узком диапазоне (до  $\pm 10$  мВ) относительно потенциала открытой цепи, на основании чего рассчитывается сопротивление поляризации, пропорциональное дифференциальному значению скорости коррозии [88]. Отметим, что при интерпретации этих данных часто возникают значительные ошибки, особенно для электролитов с низкой электропроводностью [11, 42, 91], что имеет место в случае грунтовых сред пролегания магистрального газопровода.

Наиболее часто используемым методом переменноточковых исследований, применяемых к водным биологическим поверхностям [92] и позволяющих анализировать электрохимические характеристики параллельно протекающих процессов, таких как диффузия, адсорбция и формирование двойного электрического слоя на границе раздела фаз, является EIS. Спектральные данные EIS регистрируют, возмущая на границе стали и электролита протекающие переменного электрического тока различной частоты (10 МГц...100 кГц). Полученные

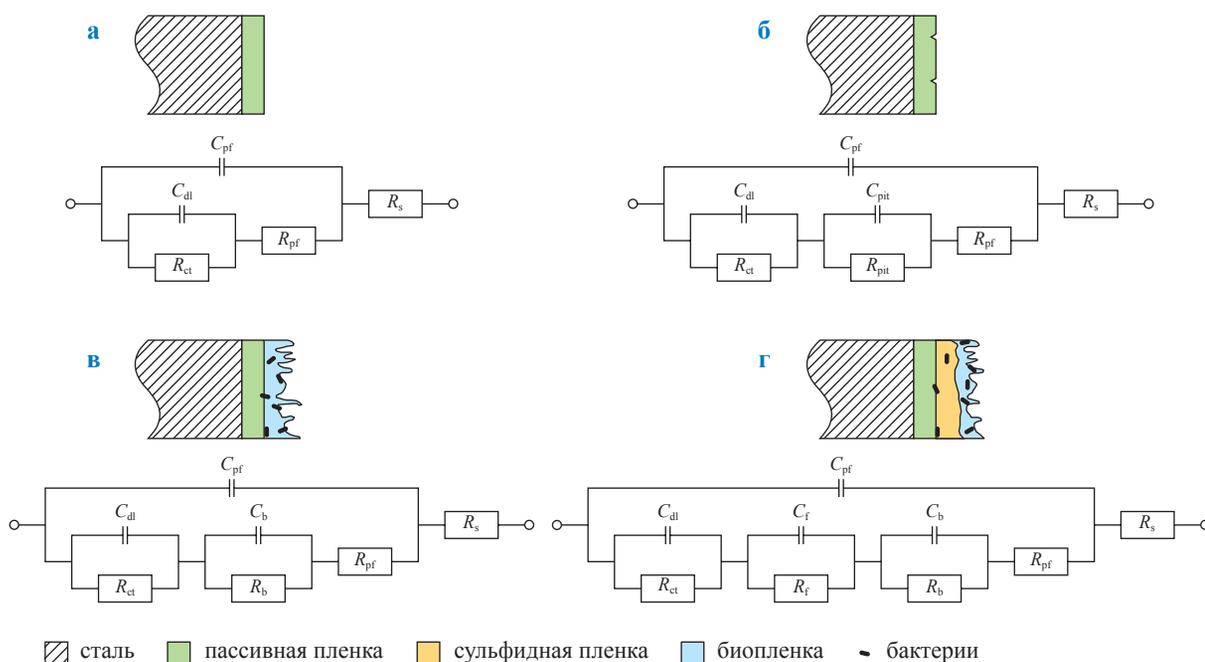
спектры моделируют с использованием эквивалентных схем, физически схематизирующих электрохимические свойства поверхностных пленок.

Сопоставляя спектры EIS трубной стали, экспонированной в стерильных средах различного состава, удалось подобрать [93] такой состав коррозионного электролита, который формирует на металле поверхностные пленки с электрохимическим откликом, соответствующим процессам МБК. Оказалось, что комбинированное присутствие эквимольных количеств неорганического (сульфид) и органического (L-цистеин) компонентов в буферированном растворе при их общей концентрации 8 мМ является наиболее адекватной моделью МБК. По всей видимости, такое явление связано со свойствами временных (квазистационарных) комплексов железа, серы и тиола, возникающих на поверхности стали, которые электрически действуют аналогично биологическим системам.

Очевидным недостатком EIS является субъективность выбора модели эквивалентных

схем, используемой для интерпретации регистрируемых спектров, что наиболее актуально для сложных поверхностных систем [94], которыми являются в том числе и стальные поверхности при условии МБК. В качестве примера представим результаты подбора эквивалентных схем (рис. 5) [95] при изучении спектров импеданса стали в начальный момент коррозии (см. рис. 5а), после появления на поверхности питтингов (см. рис. 5б), а также в присутствии чистого штамма СРБ и естественного природного изолята (см. рис. 5в,г) после 35 сут экспозиции. Совершенно очевидно, что в бактериальных средах состав поверхностных слоев усложняется, что приводит к необходимости введения в эквивалентные схемы дополнительных элементов (цепей). С одной стороны, это наиболее оптимальный подход к моделированию столь сложных систем с достаточной точностью, с другой стороны, введение новых структурных компонентов не всегда имеет четкий физический смысл.

Анализ электрохимического шума является узкоспециализированным методом анализа



**Рис. 5. Структура поверхности исследованных образцов стали и соответствующие им эквивалентные схемы EIS для фонового образца (а), образца с питтингами (б), а также бактериальных сред с чистым штаммом СРБ (с) и естественным изолятом (д):**

$R_s$  – сопротивление раствора;  $C_{dl}$  и  $R_{ct}$  – емкость двойного электрического слоя и сопротивление переносу заряда на границе раздела фаз сталь/раствор соответственно;  $C_{pf}$  и  $R_{pf}$  – емкость и сопротивление пассивной пленки соответственно;  $C_{pit}$  и  $R_{pit}$  – емкость и сопротивление питтингов соответственно;  $C_f$  и  $R_f$  – емкость и сопротивление пленки сульфидов железа соответственно;  $C_b$  и  $R_b$  – емкость и сопротивление биопленки соответственно

точечной коррозии и не требует организации внешнего электрохимического воздействия на изучаемую систему. Однако, как и в случае с EIS, анализ данных может быть сложным и субъективным, поскольку для получения достоверных результатов требуются глубокое понимание и интерпретация всех факторов, воздействующих на исследуемую систему [96]. В общем случае увеличение амплитуды или частоты электрохимического шума свидетельствует о прогрессировании локальных коррозионных процессов.

**Коррозионные и коррозионно-механические испытания.** Гравиметрические измерения – простой и надежный метод измерения коррозии. Они также широко используются в изучении МКБ как свидетельство общей способности биопленок разрушать металлическую конструкцию. Очевидным недостатком данного метода является учет только общей или сплошной коррозии, который в ряде случаев оказывается нерепрезентативным, поскольку наибольшую опасность в биологически активных средах оказывает локализованная коррозия стали.

Исследование индивидуальных питтингов на поверхности стали считается альтернативным методом изучения коррозионной агрессивности МКБ. Морфологию питтингов обычно изучают с помощью СЭМ после удаления продуктов коррозии и биопленок с поверхности образца. В данном случае СЭМ позволяет с достаточной точностью оценивать диаметр дефектов, в то время как оценку глубины проводят, привлекая профилометрию, микроскопию с бесконечной фокусировкой [97], конфокальную лазерную сканирующую микроскопию [98] или АСМ [99].

Отметим, что опасность МКБ некорректно оценивать сугубо по глубине питтингов, поскольку в таком случае степень ее опасности будет недооценена. Для полновесной оценки необходимы данные о максимальной глубине питтинга и скорости равномерной коррозии. Недавно предложен показатель опасности питтинговой коррозии (ОПК) [100]:

$$\text{ОПК} = \frac{\text{Максимальная скорость роста питтинга} \times \text{Плотность материала}}{\text{Скорость общей коррозии}}$$

Близость значения ОПК к единице указывает на менее важную роль локализованной коррозии по отношению к общей коррозии, тем не менее применимость данного показателя к углеродистой стали в условия МКБ требует дальнейшего экспериментального подтверждения.

Коррозионно-механические испытания совместно с измерениями импеданса трубопроводной стали X80 использовались для исследования одновременного воздействия приложенного упругого напряжения и активности СРБ на коррозию сталей трубопроводов в нейтральной почвенной вытяжке (рис. 6) [101].

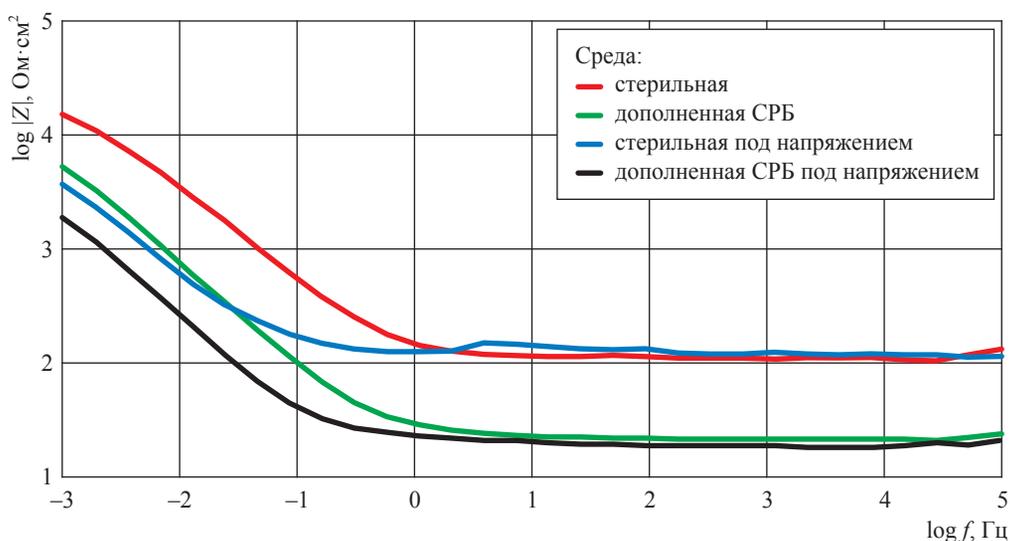


Рис. 6. Результаты EIS после 60 сут экспозиции стали X80 при различных условиях:  $f$  – частота переменного тока;  $Z$  – полное электрическое сопротивление (импеданс) на границе раздела фаз

Сталь без напряжения в стерильной среде показала наибольший импеданс (полное сопротивление) на границе раздела поверхностной оксидной пленки и электролита, тогда как стальной образец под напряжением в среде с СРБ демонстрировал наименьшее сопротивление протеканию электрического тока на исследуемой фазовой границе. Варьирование условий эксперимента (сталь без напряжения в среде с СРБ или сталь под напряжением в стерильной среде) приводило к усредненным результатам измерения, свидетельствуя о том, что активность СРБ и приложенные упругие напряжения независимо друг от друга приводят к усилению коррозии стали, облегчая протекание электрохимического процесса.

\*\*\*

Микроорганизмы могут быть прямой причиной прогрессирования коррозионных явлений на подземных трубопроводах с отслоившимся защитным покрытием. Подверженность стальной конструкции биокоррозии во многом будет зависеть от совместного действия биотических и абиотических факторов.

К абиотическим факторам относят характеристики почвы, такие как влажность, кислотность, удельное сопротивление, содержание коррозионно-активных неорганических ионов, в первую очередь сульфидов. Существенное влияние оказывают также и биотические факторы: наличие и тип коррозионно-активных

микроорганизмов, характер их взаимодействия, общая обсемененность среды, особенности строения биопленок.

Выделяют две основные группы механизмов реализации МБК: прямые и косвенные механизмы. Прямые механизмы подразумевают протекание коррозии непосредственно через цепочку биоэлектрохимических процессов, в то время как косвенные – за счет агрессивного воздействия продуктов жизнедеятельности самих микроорганизмов. Особенности действия на трубную сталь коррозионно-активных микроорганизмов рассмотрены в настоящем обзоре по следующим группам: сульфат- и нитратредуцирующие бактерии; микроорганизмы, окисляющие металлы, серу; микроорганизмы, продуцирующие кислоты и углеводороды; грибы и археи.

Поскольку биокоррозия является многофакторным, сложно прогнозируемым явлением, для ее исследования применяют как подходы классической микробиологии и молекулярной биологии, так и современные физические, электрохимические, коррозионные и коррозионно-механические методы. В работе проанализирована специфика упомянутых методов исследования, которая, в свою очередь, определяет области их применимости, а также охарактеризованы отдельные результаты научных изысканий, позволяющие углубить знания о процессах разрушения стальных конструкций под действием микроорганизмов.

## Список литературы

1. Jacobson G.A. Corrosion at Prudhoe Bay: a lesson on the line / G.A. Jacobson // *Mater. Perform.* – 2007. – Т. 46. – С. 26–34.
2. Corrosion tests and standards: Application and interpretation / R. Baboian (ed.). – 2<sup>nd</sup> ed. – West Conshohocken, PA: ASTM International, 2003.
3. Jack T.R. External corrosion of line pipe – A summary of research activities / T.R. Jack, M.J. Wilmott, R.L. Sutherby, et al. // *Mater. Perform.* – 1996. – Т. 35. – С. 18–24.
4. Little B. Microbiologically influenced corrosion of metals and alloys / B. Little, P. Wagner, F. Mansfeld // *Int. Mat. Rev.* – 1991. – Т. 36. – С. 253–272.
5. Иванова М.В. Научная конференция Международного газового союза IGRC-2014 / Иванова М.В., Солодов Ю.Д., Зайнуллин А.Ф. и др. // *Газовая промышленность.* – 2014. – № 12 (715). – С. 78–79.
6. Ryakhovskikh I.V. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko // *Engineering Failure Analysis.* – 2018. – Т. 94. – С. 87–95.
7. Kanyukov R. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes / R. Kanyukov, I. Ryakhovskikh, R. Kashkovskiy // *Engineering Failure Analysis.* – 2021. – Т. 120. – Ст. № 105091.
8. Cole I.S. The science of pipe corrosion: a review of the literature on the corrosion of ferrous metals in soils / I.S. Cole, D. Marney // *Corros. Sci.* – 2012. – Т. 56. – С. 5–16.
9. Beech I.B. Biofilms on corroding materials / I.B. Beech, C.L.M. Coutinho // *Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology* / P. Lens, et al. (eds.). – London: IWA Publishing, 2003. – С. 115–131.

10. Gadd G.M. Metals, minerals and microbes: geomicrobiology and bioremediation / G.M. Gadd // *Microbiology*. – 2010. – Т. 156. – С. 609–643.
11. Mansfeld F. A technical review of electrochemical techniques applied to microbiologically influenced corrosion / F. Mansfeld, B. Little // *Corros. Sci.* – 1991. – Т. 32. – С. 247–272.
12. Камаева С.С. Коррозионная агрессивность грунта с учетом микробиологических факторов. Способы определения: обз. информ / С.С. Камаева. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 79 с. – (Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности).
13. Usher K.M. Critical review: Microbially influenced corrosion of buried carbon steel pipes / K.M. Usher, A.H. Kaksonen, I. Cole, et al. // *International Biodeterioration & Biodegradation*. – 2014. – Т. 93. – С. 84–106.
14. Flemming H.C. Biofouling and microbiologically influenced corrosion (MIC) – an economic and technical overview / H.C. Flemming // *Microbial deterioration of materials* / E. Heitz, W. Sand, H.C. Flemming (eds.). – Berlin; New York: Springer-Verlag, 1996. – С. 5–14.
15. Hinsinger P. Rhizosphere: biophysics, biogeochemistry and ecological relevance / P. Hinsinger, A. Bengough, D. Vetterlein, et al. // *Plant and Soil*. – 2009. – Т. 321. – С. 117–152.
16. Torsvik V. Total bacterial diversity in soil and sediment communities: a review / V. Torsvik, R. Sorheim, J. Goksoyr // *Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology*. – 1996. – Т. 17. – С. 170–178.
17. Li S.Y. Microbiologically influenced corrosion of carbon steel exposed to anaerobic soil / S.Y. Li, Y.G. Kim, K.S. Jeon, et al. // *Corrosion*. – 2001. – Т. 57. – С. 815–828.
18. Ryakhovskikh I.V. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipelines operation / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov // *Engineering Failure Analysis*. – 2021. – Т. 121. – Ст. № 105134.
19. Fierer N. The diversity and biogeography of soil bacterial communities / N. Fierer, R.B. Jackson // *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* – 2006. – Т. 103. – С. 626–631.
20. Jones D.L. Influence of sorption on the biological utilization of two simple carbon substrates / D.L. Jones, A.C. Edwards // *Soil Biol. Biochem.* – 1998. – Т. 30. – С. 1895–1902.
21. Gu T. A new mechanistic model for MIC based on a biocatalytic cathodic sulfate reduction theory / T. Gu, K. Zhao, S. Nescic // *Corrosion Conference and Expo*. – Atlanta: NACE, 2009. – С. 1–12.
22. Ryakhovskikh, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines = Закономерности развития стресс-коррозии труб магистральных газопроводов в средах с околонеutralным водородным индексом / I.V. Ryakhovskikh; на англ. // *Вести газовой науки: науч.-технический сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 43–59.
23. Li B. Bacterial adhesion to glass and metal-oxide surfaces / B. Li, B.E. Logan // *Colloids Surf. B.: Biointerfaces*. – 2004. – Т. 36. – С. 81–90.
24. Кашковский П.В. Влияние структуры летучих ингибиторов и условий агрессивной среды на сероводородную коррозию стального оборудования и трубопроводов / П.В. Кашковский, Ю.И. Кузнецов, Р.К. Вагапов // *Коррозия: материалы, защита*. – 2011. – № 1. – С. 28–34.
25. Cornell R.M. The iron oxides: structure, properties, reactions, occurrences and uses / R.M. Cornell, U. Schwertmann. – Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co., 2004.
26. Ребров И.Ю. Оценка коррозионной агрессивности атмосферы в районе полуострова Ямал / И.Ю. Ребров, Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов и др. // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2013. – № 2 (54). – С. 56–65.
27. Landoulsi J. Review interactions between diatoms and stainless steel: focus on biofouling and biocorrosion / J. Landoulsi, K.E. Cooksey, V. Dupres // *Biofouling*. – 2011. – Т. 27. – С. 1105–1124.
28. Bhaskar P.V. Bacterial extracellular polymeric substance (EPS): a carrier of heavy metals in the marine food-chain / P.V. Bhaskar, N.B. Bhosle // *Environ. Int.* – 2006. – Т. 32. – С. 191–198.
29. Liu H.W. A synergistic acceleration of corrosion of Q235 carbon steel between magnetization and extracellular polymeric substances / H.W. Liu et al. // *Acta Metallurgica Sinica (English Letters)*. – 2018. – Т. 31. – №. 5. – С. 456–464.
30. Sauer K. *Pseudomonas aeruginosa* displays multiple phenotypes during development as a biofilm / K. Sauer, A.K. Camper, G.D. Ehrlich, et al. // *J. Bacteriol.* – 2002. – Т. 184. – С. 1140–1154.
31. Beech I.B. *Sulphate-reducing bacteria: environmental and engineered systems* / I.B. Beech, J.A. Sunner. – Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 552 с.

32. Kip N. The dual role of microbes in corrosion / N. Kip, J.A. van Veen // The ISME journal. – 2015. – Т. 9. – №. 3. – С. 542–551.
33. Little B.J. Relationship between corrosion and the biological sulfur cycle: a review / B.J. Little, R.I. Ray, R.K. Pope // Corrosion. – 2000. – Т. 56. – С. 433–443.
34. Jack R.F. Differential corrosion rates of carbon steel by combinations of *Bacillus sp.*, *Hafnia alvei* and *Desulfovibrio gigas* established by phospholipid analysis of electrode biofilm / R.F. Jack, D.B. Ringelberg, D.C. White // Corros. Sci. – 1992. – Т. 33. – С. 1843–1853.
35. Beech I.B. Recent advances in the study of biocorrosion: an overview / I.B. Beech, C.C. Gaylarde // Rev. Microbiol. – 1999. – Т. 30. – № 3. – С. 117–190.
36. Little B. The role of bacteria in pit propagation of carbon steel / B. Little, R. Ray, R. Pope // Biofouling. – 2000. – Т. 15. – С. 13–23.
37. Emerson D. Investigation of an iron-oxidizing microbial mat community located near Aarhus, Denmark: Field Studies / D. Emerson, N.P. Revsbech // Appl. Environ. Microbiol. – 1994. – Т. 60. – С. 4022–4031.
38. Sobolev D. Suboxic deposition of ferric iron by bacteria in opposing gradients of Fe(II) and oxygen at circumneutral pH / D. Sobolev, E.E. Roden // Appl. Environ. Microbiol. – 2001. – Т. 67. – С. 1328–1334.
39. Enning D. Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria: new views of an old problem / D. Enning, J. Garrelfs // Appl. Environ. Microbiol. – 2014. – Т. 80. – С. 1226–1236.
40. Lee W. Role of sulfatereducing bacteria in corrosion of mild steel: a review / W. Lee, Z. Lewandowski, P.H. Nielsen, et al. // Biofouling. – 1995. – Т. 8. – С. 165–194.
41. Romero M., de. A study of microbiologically induced corrosion by sulfate-reducing bacteria on carbon steel using hydrogen permeation / M. de Romero, Z. Duque, L. Rodriguez, et al. // Corrosion. – 2005. – Т. 61. – С. 68–75.
42. Кашковский Р.В. Оценка ингибирующих свойств ряда промышленных бактерицидов в условиях биокоррозии конструкционной стали / Р.В. Кашковский, Р.В. Игошин, А.О. Саяпин // Коррозия: материалы, защита. – 2018. – № 8. – С. 25–33.
43. Thauer R.K. Energy metabolism phylogenetic diversity of sulphate-reducing bacteria / R.K. Thauer, E. Stackebrandt, W.A. Hamilton // Sulphate-reducing Bacteria: Environmental and engineered systems / L.L. Barton, W.A. Hamilton (eds.). – Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2007. – С. 1–37.
44. Frolova L.V. Gravimetric and electrochemical testing of multipurpose corrosion inhibitors with biocidal action / L.V. Frolova, R.V. Kashkovsky, A.O. Sayapin // International Journal of Corrosion and Scale Inhibition. – 2019. – Т. 8. – № 3. – С. 529–538.
45. Kashkovskiy R.V. Study of the protective efficiency of bactericides against steel corrosion in low-mineralized sulfide-containing environments with different pH values / R.V. Kashkovskiy, L.V. Frolova, A.O. Sayapin // Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces. – 2019. – Т. 55. – № 7. – С. 1317–1323.
46. Barker W.W. Experimental observations of the effects of bacteria on aluminosilicate weathering / W.W. Barker, S.A. Welch, S. Chu, et al. // Am. Mineral. – 1998. – Т. 83. – С. 1551–1563.
47. Xu D. Laboratory investigation of microbiologically influenced corrosion of C1018 carbon steel by nitrate reducing bacterium *Bacillus licheniformis* / D. Xu, Y. Li, F. Song, et al. // Corros. Sci. – 2013. – Т. 77. – С. 385–390.
48. Wan H. Corrosion effect of *Bacillus cereus* on X80 pipeline steel in a Beijing soil environment / H. Wan, D. Song, D. Zhang, et al. // Bioelectrochemistry. – 2018. – Т. 121. – С. 18–2649.
49. Friedrich C.G. Oxidation of reduced inorganic sulfur compounds by bacteria: emergence of a common mechanism? / C.G. Friedrich, D. Rother, F. Bardischewsky, et al. // Appl. Environ. Microbiol. – 2001. – Т. 67. – С. 2873–2882.
50. Chamritski I.G. Effect of iron-oxidizing bacteria on pitting of stainless steel / I.G. Chamritski, G.R. Burns, B.J. Webster, et al. // Corrosion. – 2004. – Т. 60. – С. 658–669.
51. Wang H. Corrosion of carbon steel C1010 in the presence of iron oxidizing bacteria *Acidithiobacillus ferrooxidans* / H. Wang, L.K. Ju, H. Castaneda, et al. // Corrosion Sci. – 2014. – Т. 89. – С. 250–257.
52. Starosvetsky D. Pitting corrosion of carbon steel caused by iron bacteria / D. Starosvetsky, R. Armon, J. Yahalom, et al. // Int. Biodeterior. Biodegr. – 2001. – Т. 47. – С. 79–87.
53. Xu C. Localized corrosion behavior of 316L stainless steel in the presence of sulfate-reducing and iron-oxidizing bacteria / C. Xu, Y. Zhang, G. Cheng, et al. // Mater. Sci. Eng. – 2007. – Т. 443. – С. 235–241.
54. Xu D. Mechanistic modeling of biocorrosion caused by biofilms of sulfate reducing bacteria and acid producing bacteria / D. Xu, Y. Li, T. Gu // Bioelectrochemistry. – 2016. – Т. 110. – С. 52–58.

55. Vroom J.M. Depth penetration and detection of pH gradients in biofilms by two-photon excitation microscopy / J.M. Vroom, K.J. De Grauw, H.C. Gerritsen, et al. // *Appl. Environ. Microbiol.* – 1999. – Т. 65. – С. 3502–3511.
56. Kryachko Y. The role of localized acidity generation in microbially influenced corrosion / Y. Kryachko, S.M. Hemmingsen // *Curr. Microbiol.* – 2017. – Т. 74. – С. 870–876.
57. Park H.S. Effect of sodium bisulfite injection on the microbial community composition in a brackish-water-transporting pipeline / H.S. Park, I. Chatterjee, X. Dong, et al. // *Appl. Environ. Microbiol.* – 2011. – Т. 77. – С. 6908–6917.
58. Boopathy R. Effect of pH on anaerobic mild steel corrosion by methanogenic bacteria / R. Boopathy, L. Daniels // *Appl. Environ. Microbiol.* – 1991. – Т. 57. – С. 2104–2108.
59. Uchiyama T. Iron-corroding methanogen isolated from a crude-oil storage tank / T. Uchiyama, K. Ito, K. Mori, et al. // *Appl. Environ. Microbiol.* – 2010. – Т. 76. – С. 1783–1788.
60. Little B.J. Fungal influenced corrosion of post-tensioned cables / B.J. Little, R.W. Staehle, R.F. Davis // *Int. Biodeterior. Biodegrad.* – 2001. – Т. 47. – С. 71–77.
61. Prescott's principles of microbiology / J.M. Willey, L.M. Sherwood, C.J. Woolverton (eds.). – New York: McGraw Hill Higher Education, 2009.
62. Völkl P. *Pyrobaculum aerophilum* sp. nov., a novel nitrate-reducing hyperthermophilic archaeum / P. Völkl, R. Huber, E. Drobner, et al. // *Appl. Environ. Microbiol.* – 1993. – Т. 59. – С. 2918–2926.
63. Thauer R.K. Methanogenic archaea: ecologically relevant differences in energy conservation / R.K. Thauer, A.-K. Kaster, H. Seedorf, et al. // *Nat. Rev. Microbiol.* – 2008. – Т. 6. – С. 579–591.
64. Lens P. Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology: Characteristics, analysis and control / P. Lens, A.P. Moran, T. Mahony, et al. – London: IWA Publishing, 2003.
65. Skovhus T.L. Management and control of microbiologically influenced corrosion (MIC) in the oil and gas industry – overview and a North Sea case study / T.L. Skovhus, R.B. Eckert, E. Rodrigues // *J. Biotechnol.* – 2017. – Т. 256. – С. 31–45.
66. Douterelo I. Methodological approaches for studying the microbial ecology of drinking water distribution systems / I. Douterelo, J.B. Boxall, P. Deines, et al. // *Water Res.* – 2014. – Т. 65. – С. 134–156.
67. Amann R.I. Phylogenetic identification and in situ detection of individual microbial cells without cultivation / R.I. Amann, W. Ludwig, K.H. Schleifer // *Microbiol. Rev.* – 1995. – Т. 59. – С. 143–169.
68. Environmental biotechnology / L.K. Wang, V. Ivanov, J.H. Tay, et al. (eds.). – New York: Springer Science & Business Media, 2010. – 255 с.
69. Little B.J. Diagnosing microbiologically influenced corrosion: a state-of-the-art review / B.J. Little, J.S. Lee, R.I. Ray // *Corrosion.* – 2006. – Т. 62. – С. 1006–1017.
70. Hammes F.A. New method for assimilable organic carbon determination using flow-cytometric enumeration and a natural microbial consortium as inoculum / F.A. Hammes, T. Egli // *Environ. Sci. Technol.* – 2005. – Т. 39. – С. 3289–3294.
71. Theodoridis G. Mass spectrometry-based holistic analytical approaches for metabolite profiling in systems biology studies / G. Theodoridis, H.G. Gika, I.D. Wilson // *Mass Spectrom. Rev.* – 2011. – Т. 30. – С. 884–906.
72. Liu T. Marine bacteria provide lasting anticorrosion activity for steel via biofilm-induced mineralization / T. Liu, Z. Guo, Z. Zeng, et al. // *ACS Appl. Mater. Interfaces.* – 2018. – Т. 10 (46). – С. 40317–40327.
73. Kiani Khouzani M. Microbiologically influenced corrosion of a pipeline in a petrochemical plant / M. Kiani Khouzani, et al. // *Metals.* – 2019. – Т. 9. – № 4. – С. 459.
74. Xu D. Accelerated corrosion of 2205 duplex stainless steel caused by marine aerobic *Pseudomonas aeruginosa* biofilm / D. Xu, J. Xia, E. Zhou, et al. // *Bioelectrochemistry.* – 2017. – Т. 113. – С. 1–8.
75. Кашковский Р.В. О влиянии летучих аминов на свойства и состав сульфидной пленки при сероводородной коррозии стали. Ч. 1 / Р.В. Кашковский, Ю.И. Кузнецов, Н.П. Андреева // *Коррозия: материалы, защита.* – 2012. – № 7. – С. 19–25.
76. Liu H. The effect of magnetic field on biomineralization and corrosion behavior of carbon steel induced by iron-oxidizing bacteria / H. Liu, T. Gu, G. Zhang, et al. // *Corrosion Sci.* – 2016. – Т. 102. – С. 93–102.
77. Rajasekar A. Microbial corrosion of aluminum 2024 aeronautical alloy by hydrocarbon degrading bacteria *Bacillus cereus* ACE4 and *Serratia marcescens* ACE2 / A. Rajasekar, Y.P. Ting // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2010. – Т. 49. – С. 6054–6061.
78. Chakraborty J. Application of spectroscopic techniques for monitoring microbial diversity and bioremediation / J. Chakraborty, S. Das // *Appl. Spectrosc. Rev.* – 2017. – Т. 52. – С. 1–38.

79. Santegoeds C.M. Microsensors as a tool to determine chemical microgradients and bacterial activity in wastewater biofilms and flocs / C.M. Santegoeds, A. Schramm, D. de Beer // *Biodegradation*. – 1998. – № 9. – С. 159–167.
80. Lewandowski Z. Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology / Z. Lewandowski, H. Beyenal; P. Lens, et al. (eds.). – London: IWA Publishing, 2003. – С. 375–412.
81. Buehler M.G. Electrical properties cup (EPC) for characterizing water content of martian and lunar soils / M.G. Buehler, H. Bostic, K.B. Chin, et al. // 2006 IEEE Aerospace Conference. – 18 с. – DOI: 10.1109/AERO.2006.1655752.
82. Little B.J. Factors influencing the adhesion of microorganisms to surfaces / B.J. Little, P. Wagner, J.S. Maki, et al. // *J. Adhes.* – 1986. – Т. 20. – № 3. – С. 187–210.
83. Palmer J. Bacterial cell attachment, the beginning of a biofilm / J. Palmer, S. Flint, J. Brooks // *J. Ind. Microbiol. Biotechnol.* – 2007. – Т. 34. – С. 577–588.
84. Takehara A. Effect of the surface charge of stainless steel on adsorption behavior of pectin / A. Takehara, S. Fukuzaki // *Biocontrol Sci.* – 2002. – Т. 7. – С. 9–15.
85. Franklin M.J. Effect of electrochemical impedance spectroscopy on microbial biofilm cell numbers, viability and activity / M.J. Franklin, D.E. Nivens, J.B. Guckert, et al. // *Corrosion*. – 1991. – Т. 47. – С. 519–522.
86. Miyanaga K. Biocidal effect of cathodic protection on bacterial viability in biofilm attached to carbon steel / K. Miyanaga, R. Terashi, H. Kawai, et al. // *Biotechnol. Bioeng.* – 2007. – Т. 97. – С. 850–857.
87. Cord-Ruwisch R. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production / R. Cord-Ruwisch, W. Kleinitz, F. Widdel // *J. Pet. Technol.* – 1987. – Т. 39. – С. 97–106.
88. Кашковский Р.В. Влияние способа выражения аддитивности компонент поверхностной защитной пленки на оценку их парциальных вкладов в суммарный защитный эффект / Р.В. Кашковский // *Коррозия: материалы, защита*. – 2014. – № 6. – С. 9–14.
89. Lovley D.R. Electromicrobiology / D.R. Lovley // *Annu. Rev. Microbiol.* – 2012. – Т. 66. – С. 391–409.
90. Kajiyama F. Evaluating cathodic protection reliability on steel pipe in microbially active soils / F. Kajiyama, K. Okamura // *Corrosion*. – 1999. – Т. 55. – С. 74–80.
91. Kashkovskiy R.V. Inhibition of hydrogen sulfide corrosion of steel by volatile amines / R.V. Kashkovskiy, Yu.I. Kuznetsov // *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*. – 2012. – Т. 1. – № 2. – С. 117–129.
92. Marsili E. Microbial biofilm voltammetry: direct electrochemical characterization of catalytic electrode-attached biofilms / E. Marsili, J.B. Rollefson, D.B. Baron, et al. // *Appl. Environ. Microbiol.* – 2008. – Т. 74. – С. 7329–7337.
93. Keresztes Z. Role of redox properties of biofilms in corrosion processes / Z. Keresztes, I. Felhosi, E. Kalman // *Electrochimica Acta*. – 2001. – Т. 46. – С. 3841–3849.
94. Kashkovskiy R. Application of electrochemical impedance spectroscopy to study hydrogen sulphide corrosion of steel and its inhibition: a review / R. Kashkovskiy, K. Strelnikova, A. Fedotova // *Corrosion Engineering Science and Technology*. – 2019. – Т. 54. – № 6. – С. 493–515.
95. Sheng X. The influence of sulphate-reducing bacteria biofilm on the corrosion of stainless steel AISI 316 / X. Sheng, Y.-P. Ting, S.O. Pehkonen // *Corrosion Science*. – 2007. – Т. 49. – С. 2159–2176.
96. Cottis R.A. Interpretation of electrochemical noise data / R.A. Cottis // *Corrosion*. – 2001. – Т. 57. – С. 265–285.
97. Jia R. Electrochemical testing of biocide enhancement by a mixture of D-amino acids for the prevention of a corrosive biofilm consortium on carbon steel / R. Jia, D. Yang, H.H. Al-Mahamedh, et al. // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2017. – Т. 56. – С. 7640–7649.
98. Liu H. Corrosion inhibition and anti-bacterial efficacy of benzalkonium chloride in artificial CO<sub>2</sub>-saturated oilfield produced water / H. Liu, T. Gu, Y. Lv, et al. // *Corrosion Sci.* – 2017. – Т. 117. – С. 24–34.
99. Abdoli L. Distinctive colonization of *Bacillus sp.* bacteria and the influence of the bacterial biofilm on electrochemical behaviors of aluminum coatings / L. Abdoli, X. Suo, H. Li // *Colloids Surfaces B Biointerfaces*. – 2016. – Т. 145. – С. 688–694.
100. Dou W. Investigation of the mechanism and characteristics of copper corrosion by sulfate reducing bacteria / W. Dou, R. Jia, P. Jin, et al. // *Corrosion Sci.* – 2018. – Т. 144. – С. 237–248.
101. Wu T. Synergistic effect of sulfate-reducing bacteria and elastic stress on corrosion of X80 steel in soil solution / T. Wu, J. Xu, M. Yan, et al. // *Corrosion Science*. – 2014. – Т. 83. – С. 38–47.

## Microbiological aspects of corrosion demolition in case of buried pipelines

R.V. Kashkovskiy<sup>1</sup>\*, N.S. Khokhlachev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: R\_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This review highlights the general engineering aspects of biocorrosive degradation of the buried steel installations. The first part covers the main factors of biocorrosive situation, the next one shows diversity of the corrodent bacteria including the bioelectrochemical interpretations of their metastasis. The last part of this review describes the state-of-the-art applied methods for studying biocorrosion. The presented material is going to be interesting for the students of the engineering specialities, as well as the researches and the engineering staff of the companies operation the underground pipelines.

**Keywords:** buried pipeline, steel, corrosion, biocorrosion, destruction, metabolism, research methods.

### References

- JACOBSON, G.A. Corrosion at Prudhoe Bay: a lesson on the line. *Mater. Perform.*, 2007, vol. 46, pp. 26–34. ISSN 0094-1492.
- BABOIAN, R. (ed.). *Corrosion tests and standards: Application and interpretation*. 2<sup>nd</sup> ed. West Conshohocken, PA: ASTM International, 2003.
- JACK, T.R., M.J. WILMOTT, R.L. SUTHERBY, et al. External corrosion of line pipe – A summary of research activities. *Mater. Perform.*, 1996, vol. 35, pp. 18–24. ISSN 0094-1492.
- LITTLE, B., P. WAGNER, F. MANSFELD. Microbiologically influenced corrosion of metals and alloys. *Int. Mat. Rev.*, 1991, vol. 36, pp. 253–272. ISSN 0950-6608.
- IVANOVA, M.V., Yu.D. SOLODOV, A.F. ZAYNULLIN, et al. IGRC-2014 scientific conference of International Gas Union [Nauchnaya konferentsiya Mezhdunarodnogo gazovogo soyuza IGRC-2014]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, no. 12 (715), pp. 78–79. ISSN 0016-5581. (Russ.).
- RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV, V.E. IGNATENKO. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes. *Engineering Failure Analysis*, 2018, vol. 94, pp. 87–95. ISSN 1350-6307.
- KANTYUKOV, R., I. RYAKHOVSKIKH, R. KASHKOVSKIY. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes. *Engineering Failure Analysis*, 2021, vol. 120, paper no. 105091. ISSN 1350-6307.
- COLE, I.S., D. MARNEY. The science of pipe corrosion: a review of the literature on the corrosion of ferrous metals in soils. *Corros. Sci.*, 2012, vol. 56, pp. 5–16. ISSN 0010-938X.
- BEECH, I.B., C.L.M. COUTINHO. Biofilms on corroding materials. In: LENS, P., et al. (eds.). *Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology*. London: IWA Publishing, 2003, pp. 115–131.
- GADD, G.M. Metals, minerals and microbes: geomicrobiology and bioremediation. *Microbiology*, 2010, vol. 156, pp. 609–643. ISSN 1350-0872. DOI: 10.1099/mic.0.037143-0/. Available from: <http://dzumennis.nic.in/Bioremediation/pdf/Metals,%20minerals%20and%20microbes%20geomicrobiology%20and%20bioremediation.pdf>
- MANSFELD, F., B. LITTLE. A technical review of electrochemical techniques applied to microbiologically influenced corrosion. *Corros. Sci.*, 1991, vol. 32, pp. 247–272. ISSN 0010-938X.
- KAMAYEVA, S.S. *Corrosivity of soil in respect to microbiological factors. Ways of assesment* [Korrozionnaya agressivnost grunta s uchetom mikrobiologicheskikh faktorov. Sposoby opredeleniya]: review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. Series: Protection from equipment corrosion in gas industry [Zashchita ot korrozii oborudovaniya v gazovoy promyshlennosti]. (Russ.).
- USHER, K.M., A.H. KAKSONEN, I. COLE, et al. Critical review: Microbially influenced corrosion of buried carbon steel pipes. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2014, vol. 93, pp. 84–106. ISSN 0964-8305.
- FLEMMING, H.C. Biofouling and microbiologically influenced corrosion (MIC) – an economic and technical overview. In: HEITZ, E., W. SAND, H.C. FLEMMING (eds.). *Microbial deterioration of materials*. Berlin; New York: Springer-Verlag, 1996, pp. 5–14.
- HINSINGER, P., A. BENGOUGH, D. VETTERLEIN, et al. Rhizosphere: biophysics, biogeochemistry and ecological relevance. *Plant and Soil*, 2009, vol. 321, pp. 117–152. ISSN 1573-5036.
- TORSVIK, V., R. SORHEIM, J. GOKSOYR. Total bacterial diversity in soil and sediment communities: a review. *Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology*, 1996, vol. 17, pp. 170–178. ISSN 1367-5435.
- LI, S.Y., Y.G. KIM, K.S. JEON, et al. Microbiologically influenced corrosion of carbon steel exposed to anaerobic soil. *Corrosion*, 2001, vol. 57, pp. 815–828. ISSN 0010-9312.

18. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipelines operation. *Engineering Failure Analysis*, 2021, vol. 121, art. no. № 105134. ISSN 1350-6307.
19. FIERER, N., R.B. JACKSON. The diversity and biogeography of soil bacterial communities. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.*, 2006, vol. 103, pp. 626–631. ISSN 0027-8424.
20. JONES, D.L., A.C. EDWARDS. Influence of sorption on the biological utilization of two simple carbon substrates. *Soil Biol. Biochem.*, 1998, vol. 30, pp. 1895–1902. ISSN 0038-0717.
21. GU, T., K. ZHAO, S. NESIC. A new mechanistic model for MIC based on a biocatalytic cathodic sulfate reduction theory. In: *Corrosion Conference and Expo*. Atlanta: NACE, 2009, pp. 1–12.
22. RYAKHOVSKIKH, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 43–59. ISSN 2306-8949.
23. LI, B., B.E. LOGAN. Bacterial adhesion to glass and metal-oxide surfaces. *Colloids Surf. B.: Biointerfaces*, 2004, vol. 36, pp. 81–90. ISSN 0927-7765.
24. KASHKOVSKIY, R.V., Yu.I. KUZNETSOV, R.K. VAGAPOV. Effect of volatile inhibitors' structure and corrosive conditions on hydrosulfuric corrosion of steel equipment and pipelines [Vliyaniye struktury letuchikh ingibitorov i usloviy agressivnoy sredy na serovodorodnuyu korroziyu stalnogo oborudovaniya i truboprovodov]. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2011, no. 1, pp. 28–34. ISSN 1813-7016. (Russ.).
25. CORNELL, R.M., U. SCHWERTMANN. *The iron oxides: structure, properties, reactions, occurrences and uses*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co., 2004.
26. REBROV, I.Yu., D.N. ZAPEVALOV, R.K. VAGAPOV, et al. Assessment of atmospheric corrosivity nearby Jamal peninsular [Otsenka korrozionnoy agressivnosti atmosfery v rayone poluostrova Yamal]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2013, no. 2(54), pp. 56–65. ISSN 2070-6820. (Russ.).
27. LANDOULSI, J., K.E. COOKSEY, V. DUPRES. Review interactions between diatoms and stainless steel: focus on biofouling and biocorrosion. *Biofouling*, 2011, vol. 27, pp. 1105–1124. ISSN 0892-7014.
28. BHASKAR, P.V., N.B. BHOSLE. Bacterial extracellular polymeric substance (EPS): a carrier of heavy metals in the marine food-chain. *Environ. Int.*, 2006, vol. 32, pp. 191–198. ISSN 0160-4120.
29. LIU, H.W., et al. A synergistic acceleration of corrosion of Q235 carbon steel between magnetization and extracellular polymeric substances. *Acta Metallurgica Sinica (English Letters)*, 2018, vol. 31, no. 5, pp. 456–464. ISSN 1006-7191.
30. SAUER, K., A.K. CAMPER, G.D. EHRLICH, et al. Pseudomonas aeruginosa displays multiple phenotypes during development as a biofilm. *J. Bacteriol.*, 2002, vol. 184, pp. 1140–1154. ISSN 0021-9193.
31. BEECH, I.B., J.A. SUNNER. *Sulphate-reducing bacteria: environmental and engineered systems*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
32. KIP, N., J.A. van VEEN. The dual role of microbes in corrosion. *The ISME journal*, 2015, vol. 9, no. 3, pp. 542–551. ISSN 1751-7362.
33. LITTLE, B.J., R.I. RAY, R.K. POPE. Relationship between corrosion and the biological sulfur cycle: a review. *Corrosion*, 2000, vol. 56, pp. 433–443. ISSN 0010-9312.
34. JACK, R.F., D.B. RINGELBERG, D.C. WHITE. Differential corrosion rates of carbon steel by combinations of *Bacillus sp.*, *Hafnia alvei* and *Desulfovibrio gigas* established by phospholipid analysis of electrode biofilm. *Corros. Sci.*, 1992, vol. 33, pp. 1843–1853. ISSN 0010-938X.
35. BEECH, I.B., C.C. GAYLARDE. Recent advances in the study of biocorrosion: an overview. *Revista de Microbiologia*, 1999, vol. 30, is. 3, pp. 117–190. ISSN 0001-3714.
36. LITTLE, B., R. RAY, R. POPE. The role of bacteria in pit propagation of carbon steel. *Biofouling*, 2000, vol. 15, pp. 13–23. ISSN 0892-7014.
37. EMERSON, D., N.P. REVSBECH. Investigation of an iron-oxidizing microbial mat community located near Aarhus, Denmark: Field studies. *Appl. Environ. Microbiol.*, 1994, vol. 60, pp. 4022–4031. ISSN 0099-2240.
38. SOBOLEV, D., E.E. RODEN. Suboxic deposition of ferric iron by bacteria in opposing gradients of Fe(II) and oxygen at circumneutral pH. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2001, vol. 67, pp. 1328–1334. ISSN 0099-2240.
39. ENNING, D., J. GARRELFIS. Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria: new views of an old problem. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2014, vol. 80, pp. 1226–1236. ISSN 0099-2240.
40. LEE, W., Z. LEWANDOWSKI, P.H. NIELSEN, et al. Role of sulfatereducing bacteria in corrosion of mild steel: a review. *Biofouling*, 1995, vol. 8, pp. 165–194. ISSN 0892-7014.
41. ROMERO, M. de, Z. DUQUE, L. RODRIGUEZ, et al. A study of microbiologically induced corrosion by sulfate-reducing bacteria on carbon steel using hydrogen permeation. *Corrosion*, 2005, vol. 61. pp. 68–75, ISSN 0010-9312.
42. KASHKOVSKIY, R.V., R.V. IGOSHIN, A.O. SAYAPIN. Estimation of inhibiting properties of some industrial bactericides under conditions of structural steel biocorrosion [Otsenka ingibiruyushchikh svoystv ryada promyshlennykh bakteritsidov v usloviyakh biorrozii konstruktsionnoy stali]. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2018, no. 8, pp. 25–33. ISSN 1813-7016. (Russ.).
43. THAUER, R.K., E. STACKEBRANDT, W.A. HAMILTON. Energy metabolism phylogenetic diversity of sulphate-reducing bacteria. In: BARTON, L.L., W.A. HAMILTON (eds.). *Sulphate-reducing Bacteria: Environmental and engineered systems*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2007, pp. 1–37.

44. FROLOVA, L.V., R.V. KASHKOVSKY, A.O. SAYAPIN. Gravimetric and electrochemical testing of multipurpose corrosion inhibitors with biocidal action [online]. *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*, 2019, vol. 8, no. 3, pp. 529–538. ISSN 2305-6894.
45. KASHKOVSKIY, R.V., L.V. FROLOVA, A.O. SAYAPIN. Study of the protective efficiency of bactericides against steel corrosion in low-mineralized sulfide-containing environments with different pH values. *Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces*, 2019, vol. 55, no. 7, pp. 1317–1323. ISSN 2070-2051.
46. BARKER, W.W., S.A. WELCH, S. CHU, et al. Experimental observations of the effects of bacteria on aluminosilicate weathering. *Am. Mineral*, 1998, vol. 83, pp. 1551–1563. ISSN 0003-004X.
47. XU, D., Y. LI, F. SONG, et al. Laboratory investigation of microbiologically influenced corrosion of C1018 carbon steel by nitrate reducing bacterium *Bacillus licheniformis*. *Corros. Sci.*, 2013, vol. 77, pp. 385–390. ISSN 0010-938X.
48. WAN, H., D. SONG, D. ZHANG, et al. Corrosion effect of *Bacillus cereus* on X80 pipeline steel in a Beijing soil environment. *Bioelectrochemistry*, 2018, vol. 121, pp. 18–26. ISSN 1567-5394.
49. FRIEDRICH, C.G., D. ROTHER, F. BARDISCHEWSKY, et al. Oxidation of reduced inorganic sulfur compounds by bacteria: emergence of a common mechanism?. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2001, vol. 67, pp. 2873–2882. ISSN 0099-2240.
50. CHAMRITSKI, I.G., G.R. BURNS, B.J. WEBSTER, et al. Effect of iron-oxidizing bacteria on pitting of stainless steel. *Corrosion*, 2004, vol. 60, pp. 658–669. ISSN 0010-9312.
51. WANG, H., L.K. JU, H. CASTANEDA, et al. Corrosion of carbon steel C1010 in the presence of iron oxidizing bacteria *Acidithiobacillus ferrooxidans*. *Corrosion Sci.*, 2014, vol. 89, pp. 250–257. ISSN 0010-938X.
52. STAROSVETSKY, D., R. ARMON, J. YAHALOM, et al. Pitting corrosion of carbon steel caused by iron bacteria. *Int. Biodeterior. Biodegr.*, 2001, vol. 47, pp. 79–87. ISSN 0964-8305.
53. XU, C., Y. ZHANG, G. CHENG, et al. Localized corrosion behavior of 316L stainless steel in the presence of sulfate-reducing and iron-oxidizing bacteria. *Mater. Sci. Eng.*, 2007, vol. 443, pp. 235–241. ISSN 0921-5093.
54. XU, D., Y. LI, T. GU. Mechanistic modeling of biocorrosion caused by biofilms of sulfate reducing bacteria and acid producing bacteria. *Bioelectrochemistry*, 2016, vol. 110, pp. 52–58. ISSN 1567-5394.
55. VROOM, J.M., K.J. De GRAUW, H.C. GERRITSEN, et al. Depth penetration and detection of pH gradients in biofilms by two-photon excitation microscopy. *Appl. Environ. Microbiol.*, 1999, vol. 65, pp. 3502–3511. ISSN 0099-2240.
56. Kryachko, Y., S.M. Hemmingsen. The role of localized acidity generation in microbially influenced corrosion. *Curr. Microbiol.*, 2017, vol. 74, pp. 870–876. ISSN 0343-8651.
57. PARK, H.S., I. CHATTERJEE, X. DONG, et al. Effect of sodium bisulfite injection on the microbial community composition in a brackish-water-transporting pipeline. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2011, vol. 77, pp. 6908–6917. ISSN 0099-2240.
58. BOOPATHY, R., L. DANIELS. Effect of pH on anaerobic mild steel corrosion by methanogenic bacteria. *Appl. Environ. Microbiol.*, 1991, vol. 57, pp. 2104–2108. ISSN 0099-2240.
59. UCHIYAMA, T., K. ITO, K. MORI, et al. Iron-corroding methanogen isolated from a crude-oil storage tank. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2010, vol. 76, pp. 1783–1788. ISSN 0099-2240.
60. LITTLE, B.J., R.W. STAEHLE, R.F. DAVIS. Fungal influenced corrosion of post-tensioned cables. *Int. Biodeterior. Biodegrad.*, 2001, vol. 47, pp. 71–77. ISSN 0964-8305.
61. WILLEY, J.M., L.M. SHERWOOD, C.J. WOOLVERTON (eds.). *Prescott's principles of microbiology*. NY: McGraw Hill Higher Education, 2009.
62. VÖLKL, P., R. HUBER, E. DROBNER, et al. *Pyrobaculum aerophilum* sp. nov., a novel nitrate-reducing hyperthermophilic archaeum. *Appl. Environ. Microbiol.*, 1993, vol. 59, pp. 2918–2926. ISSN 0099-2240.
63. THAUER, R.K., A.-K. KASTER, H. SEEDORF, et al. Methanogenic archaea: ecologically relevant differences in energy conservation. *Nat. Rev. Microbiol.*, 2008, vol. 6, pp. 579–591. ISSN 1740-1526.
64. LENS, P., A.P. MORAN, T. MAHONY, et al. *Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology: Characteristics, analysis and control*. London: IWA Publishing, 2003.
65. SKOVHUS, T.L., R.B. ECKERT, E. RODRIGUES. Management and control of microbiologically influenced corrosion (MIC) in the oil and gas industry – overview and a North Sea case study. *J. Biotechnol.*, 2017, vol. 256, pp. 31–45. ISSN 0168-1656.
66. DOUTERELO, I., J.B. BOXALL, P. DEINES, et al. Methodological approaches for studying the microbial ecology of drinking water distribution systems. *Water Res.*, 2014, vol. 65, pp. 134–156. ISSN 0097-8078.
67. AMANN, R.L., W. LUDWIG, K.H. SCHLEIFER. Phylogenetic identification and in situ detection of individual microbial cells without cultivation. *Microbiol. Rev.*, 1995, vol. 59, pp. 143–169.
68. WANG, L.K., V. IVANOV, J.H. TAY, et al. (eds.). *Environmental biotechnology*. NY: Springer Science & Business Media, 2010.
69. LITTLE, B.J., J.S. LEE, R.I. RAY. Diagnosing microbiologically influenced corrosion: a state-of-the-art review. *Corrosion*, 2006, vol. 62, pp. 1006–1017. ISSN 0010-9312.
70. HAMMES, F.A., T. EGLI. New method for assimilable organic carbon determination using flow-cytometric enumeration and a natural microbial consortium as inoculum. *Environ. Sci. Technol.*, 2005, vol. 39, pp. 3289–3294. ISSN 1520-5851.

71. THEODORIDIS, G., H.G. GIKA, I.D. WILSON. Mass spectrometry-based holistic analytical approaches for metabolite profiling in systems biology studies. *Mass Spectrom. Rev.*, 2011, vol. 30, pp. 884–906. ISSN 0277-7037.
72. LIU, T., Z. GUO, Z. ZENG, et al. Marine bacteria provide lasting anticorrosion activity for steel via biofilm-induced mineralization. *ACS Appl. Mater. Interfaces.*, 2018, no. 10 (46), pp. 40317–40327. ISSN 1944-8244.
73. KIANI KHOUZANI, M. Microbiologically influenced corrosion of a pipeline in a petrochemical plant [online]. *Metals*, 2019, vol. 9, no. 4, pp. 459. ISSN 2075-4701.
74. XU, D., J. XIA, E. ZHOU, et al. Accelerated corrosion of 2205 duplex stainless steel caused by marine aerobic *Pseudomonas aeruginosa* biofilm. *Bioelectrochemistry*, 2017, vol. 113, pp. 1–8. ISSN 1567-5394.
75. KASHKOVSKIY, R.V., Yu.I. KUZNETSOV, N.P. ANDREYEVA. About effect of volatile amines on properties and composition of sulfide film at sulfureted hydrogen corrosion of steel [O vliyaniy letuchikh aminov na svoystva i sostav sulfidnoy plenki pri serovodorodnoy korrozii stali]. Pt. 1. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2012, no. 7, pp. 19–25. ISSN 1813-7016. (Russ.).
76. LIU, H., T. GU, G. ZHANG, et al. The effect of magnetic field on biomineralization and corrosion behavior of carbon steel induced by iron-oxidizing bacteria. *Corros. Sci.*, 2016, vol. 102, pp. 93–102. ISSN 0010-938X.
77. RAJASEKAR, A., Y.P. TING. Microbial corrosion of aluminum 2024 aeronautical alloy by hydrocarbon degrading bacteria *Bacillus cereus* ACE4 and *Serratia marcescens* ACE2. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2010, vol. 49, pp. 6054–6061. ISSN 0888-5885.
78. CHAKRABORTY, J., S. DAS. Application of spectroscopic techniques for monitoring microbial diversity and bioremediation. *Appl. Spectrosc. Rev.*, 2017, vol. 52, pp. 1–38. ISSN 0570-4928.
79. SANTEGOEDS, C.M., A. SCHRAMM, D. de BEER. Microsensors as a tool to determine chemical microgradients and bacterial activity in wastewater biofilms and flocs. *Biodegradation*, 1998, no. 9, pp. 159–167. ISSN 0923-9820.
80. LEWANDOWSKI, Z., H. BEYENAL. *Biofilms in medicine, industry and environmental biotechnology*. P. LENS, et al. (eds.). London: IWA Publishing, 2003, pp. 375–412.
81. BUEHLER, M.G., H. BOSTIC, K.B. CHIN, et al. Electrical properties cup (EPC) for characterizing water content of martian and lunar soils. In: *2006 IEEE Aerospace Conference*, 18 pp. DOI: 10.1109/AERO.2006.1655752.
82. LITTLE, B.J., P. WAGNER, J.S. MAKI, et al. Factors influencing the adhesion of microorganisms to surfaces. *J. Adhes.*, 1986, vol. 20, no. 3, pp. 187–210. ISSN 0021-8464. DOI: 10.1080/00218468608071236.
83. PALMER, J., S. FLINT, J. BROOKS. Bacterial cell attachment, the beginning of a biofilm. *J. Ind. Microbiol. Biotechnol.*, 2007, vol. 34, pp. 577–588. ISSN 1367-5435.
84. TAKEHARA, A., S. FUKUZAKI. Effect of the surface charge of stainless steel on adsorption behavior of pectin. *Biocontrol Sci.*, 2002, vol. 7, pp. 9–15. ISSN 1342-4815.
85. FRANKLIN, M.J., D.E. NIVENS, J.B. GUCKERT, et al. Effect of electrochemical impedance spectroscopy on microbial biofilm cell numbers, viability and activity. *Corrosion*, 1991, vol. 47, pp. 519–522. ISSN 0010-9312.
86. MIYANAGA, K., R. TERASHI, H. KAWAI, et al. Biocidal effect of cathodic protection on bacterial viability in biofilm attached to carbon steel. *Biotechnol. Bioeng.*, 2007, vol. 97, pp. 850–857. ISSN 0368-1467.
87. CORD-RUWISCH, R., W. KLEINITZ, F. WIDDEL. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production. *J. Pet. Technol.*, 1987, vol. 39, pp. 97–106. ISSN 2157-7463.
88. KASHKOVSKIY, R.V. Effect of a method applied to express additivity of protective skin components on assessment of their partial impacts to a total protective result [Vliyaniye sposoba vyrazheniya additivnosti component poverkhnostnoy zashchitnoy plenki na otsenku ikh partsiyalnykh vkladov v summarnyy zashchitnyy effect]. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2014, no. 6, pp. 9–14. ISSN 1813-7016. (Russ.).
89. LOVLEY, D.R. Electromicrobiology. *Annu. Rev. Microbiol.*, 2012, vol. 66, pp. 391–409. ISSN 0066-4227.
90. KAJIYAMA, F., K. OKAMURA. Evaluating cathodic protection reliability on steel pipe in microbially active soils. *Corrosion*, 1999, vol. 55, pp. 74–80. ISSN 0010-9312.
91. KASHKOVSKIY, R.V., Yu.I. KUZNETSOV. Inhibition of hydrogen sulfide corrosion of steel by volatile amines [online]. *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*, 2012, vol. 1, no. 2, pp. 117–129. ISSN 2305-6894.
92. MARSILI, E., J.B. ROLLEFSON, D.B. BARON, et al. Microbial biofilm voltammetry: direct electrochemical characterization of catalytic electrode-attached biofilms. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2008, vol. 74, pp. 7329–7337. ISSN 0099-2240.
93. KERESZTES, Z., I. FELHOSI, E. KALMAN. Role of redox properties of biofilms in corrosion processes. *Electrochimica Acta*, 2001, vol. 46, pp. 3841–3849. ISSN 0013-4686.
94. KASHKOVSKIY, R., K. STRELNKOVA, A. FEDOTOVA. Application of electrochemical impedance spectroscopy to study hydrogen sulphide corrosion of steel and its inhibition: a review. *Corrosion Engineering Science and Technology*, 2019, vol. 54, no. 6, pp. 493–515. ISSN 1478-422X.
95. SHENG, X., Y.-P. TING, S.O. PEHKONEN. The influence of sulphate-reducing bacteria biofilm on the corrosion of stainless steel AISI 316. *Corros. Sci.*, 2007, vol. 49, pp. 2159–2176. ISSN 0010-938X.
96. COTTIS, R.A. Interpretation of electrochemical noise data. *Corrosion*, 2001, vol. 57, pp. 265–285. ISSN 0010-9312.

97. JIA, R., D. YANG, H.H. AL-MAHAMEDH, et al. Electrochemical testing of biocide enhancement by a mixture of D-amino acids for the prevention of a corrosive biofilm consortium on carbon steel. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2017, vol. 56, pp. 7640–7649. ISSN 0888-5885.
98. LIU, H., T. GU, Y. LV, et al. Corrosion inhibition and anti-bacterial efficacy of benzalkonium chloride in artificial CO<sub>2</sub>-saturated oilfield produced water. *Corros. Sci.*, 2017, vol. 117, pp. 24–34. ISSN 0010-938X.
99. ABDOLI, L., X. SUO, H. LI. Distinctive colonization of *Bacillus* sp. bacteria and the influence of the bacterial biofilm on electrochemical behaviors of aluminum coatings. *Colloids Surfaces B Biointerfaces*, 2016, vol. 145, pp. 688–694. ISSN 0927-7765.
100. DOU, W., R. JIA, P. JIN, et al. Investigation of the mechanism and characteristics of copper corrosion by sulfate reducing bacteria. *Corros. Sci.*, 2018, vol. 144, pp. 237–248. ISSN 0010-938X.
101. WU, T., J. XU, M. YAN, et al. Synergistic effect of sulfate-reducing bacteria and elastic stress on corrosion of X80 steel in soil solution. *Corros. Sci.*, 2014, vol. 83, pp. 38–47. ISSN 0010-938X.

УДК 620.179.16

## Измерение глубины стресс-коррозионных трещин магистральных газопроводов

С.Г. Алёхин<sup>1</sup>, А.А. Самокрутов<sup>1</sup>, В.Г. Шевалдыкин<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ООО «Акустические Контрольные Системы», Российская Федерация, 142712, Московская обл., Ленинский р-н, Горки Ленинские рп, промзона «Технопарк», ул. Восточная, вл. 12, стр. 1

\* E-mail: shev@acsys.ru

### Ключевые слова:

стресс-коррозионная трещина, коррозионное растрескивание под напряжением, ультразвуковой контроль, ультразвуковой дефектоскоп, томограмма, цифровая фокусировка апертуры, антенная решетка.

**Тезисы.** При капитальном ремонте магистральных газопроводов оценку размеров колоний стресс-коррозионных трещин и определение наибольшей их глубины обычно производят приборами, основанными на вихретоковых, электропотенциальных и ультразвуковых методах неразрушающего контроля. Наиболее широко применяют вихретоковые дефектоскопы благодаря их достаточной точности и высокой производительности в сравнении с приборами, реализующими другие физические методы измерений. С развитием техники и методики ультразвукового контроля появилась возможность использовать для обнаружения и оценки глубины поверхностных трещин ультразвуковые дефектоскопы, визуализирующие внутреннюю структуру металла контролируемого объекта. В статье рассмотрен физический смысл способа обнаружения и измерения глубины стресс-коррозионных трещин с помощью визуализирующих дефектоскопов. Изложены методические аспекты проведения контроля стенок труб такими приборами.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) является наиболее опасным видом дефектов магистральных газопроводов. Действующие требования не допускают эксплуатации трубопроводов со стресс-коррозионными трещинами любой глубины. При обнаружении такие трещины обязательно устраняются. В зависимости от глубины трещин выбирают способ ремонта, а именно путем вышлифовки, наплавки или полного вырезания поврежденного участка трубы с заменой его новым [1, 2].

Очаги КРН, как правило, представляют собой колонии близко расположенных друг к другу трещин, выходящих на внешнюю поверхность стенки трубы. И измеряют их глубину с внешней поверхности трубы на вскрытом трубопроводе по результатам внутритрубной диагностики. Основная сложность этих измерений состоит во влиянии соседних трещин в колонии на показания приборов при измерении глубины отдельной трещины. Это влияние проявляется тем сильнее, чем больше плотность расположения трещин в колонии. Менее всего этому влиянию подвержены электропотенциальные приборы. Но и у них погрешности измерений доходят до 40 % при высокой плотности трещин. У вихретоковых приборов погрешности еще больше. И только благодаря простоте и оперативности измерений вихретоковые приборы являются предпочтительными для этой задачи [3, 4].

Традиционным ультразвуковым (УЗ) дефектоскопом с наклонным УЗ преобразователем можно измерить глубину только одиночной трещины. Для этого плоскость падения пучка УЗ волн нужно расположить перпендикулярно устью трещины, и по разности времен прихода эхосигналов от углового отражателя (трещина – поверхность стенки) и гребня трещины рассчитать глубину. Но этот способ в большинстве случаев не пригоден для практики, поскольку трещины обычно не образуют угловых отражателей с поверхностью металла из-за своего наклонного расположения и ветвистости. В колонии измерения особенно затруднены вследствие рассеяния УЗ пучка при вводе зондирующего сигнала в стенку и при приеме эхосигналов.

Физически возможны и практически реализуемы и другие УЗ способы измерения глубин трещин. Но как показали исследования, их можно применять только к одиночным трещинам, и результаты измерений не всегда достоверны [5].

Наиболее информативным и удобным в трассовых условиях способом УЗ контроля дефектов КРН с возможностью измерения их глубины является способ

визуализации структуры приповерхностной зоны стенки трубы с помощью УЗ дефектоскопа с цифровой фокусировкой апертуры (ЦФА) антенной решетки (АР). Поскольку гребень каждой трещины в колонии, как правило, представляет собой ломаную линию, то каждый изгиб или излом ее служит центром рассеяния падающих на него УЗ волн. В отраженных лучах эти центры являются блестящими точками, отображаемыми на экране прибора, и координаты этих точек (глубина и дальность от АР вдоль поверхности металла) несут всю полезную информацию о трещинах.

### Акустическая схема контроля КРН

Поиск, обнаружение и отображение на экране дефектоскопа дефектов КРН выполняются с помощью линейной наклонной АР поперечных УЗ волн. Плоскость визуализации (аналог плоскости падения пучка наклонного УЗ преобразователя) ориентируют вдоль преимущественного направления трещин в колонии [6]. Ход лучей УЗ волн от АР к трещине и обратно представлен на рис. 1. Используется четная схема распространения акустических сигналов: два отражения от донной поверхности в полной траектории хода лучей [6, 7].

На изометрической проекции (см. рис. 1) лучи эхосигналов условно не показаны. Ширина области распространения УЗ волн, охватывающей плоскость визуализации, составляет 5...10 мм. Она определяется размером пассивной апертуры АР, которая обычно не превышает 10 мм. При близком расположении трещин в колонии (черные линии на изометрии) в область, облучаемую УЗ волнами, могут попасть две или три соседние трещины. Тогда в изображении могут отобразиться образы гребней не только одной трещины. Однако их координаты, главное, глубина, будут соответствовать реальности. Сетка трещин, сквозь которую происходят излучение и прием УЗ сигналов, не ослабляет их амплитуду существенно, если все трещины под апертурой АР приблизительно параллельны плоскости визуализации.

Реконструкция изображения в дефектоскопе с ЦФА производится с использованием четного алгоритма в соответствии с четной акустической схемой [7]. Особенностью этого алгоритма применительно к контролю КРН является бланкирование любых эхосигналов в колебаниях, принимаемых решеткой,

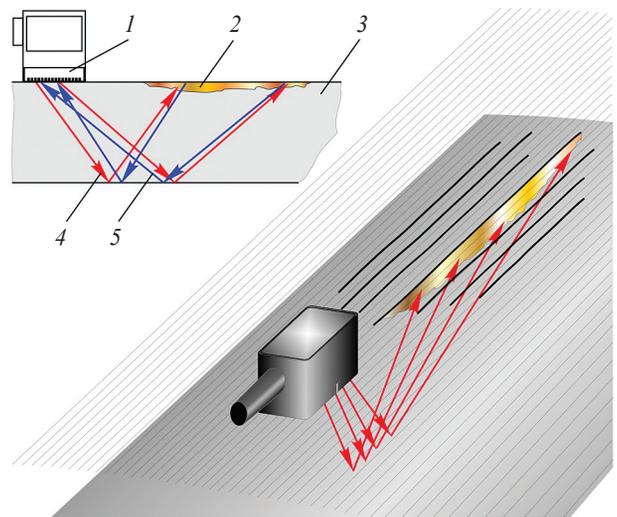


Рис. 1. Акустическая схема, используемая при контроле КРН:

- 1 – антенная решетка; 2 – трещина; 3 – стенка трубы;  
4 – лучи зондирующих сигналов;  
5 – лучи эхосигналов от трещины

в интервале времени от момента зондирования до момента падения УЗ волны на донную поверхность стенки трубы. Это позволяет отображать на экране образы неоднородностей металла, расположенных только на донной поверхности и дальше по траектории распространения зондирующих сигналов. На экране прибора образы гребня трещины, ее стенок, если они шероховатые, и берегов отображаются в обычном положении: внешняя поверхность стенки с трещиной располагается вверх, донная поверхность – вниз.

### Отражательная способность трещин

Средний уровень амплитуд эхосигналов, принимаемых элементами АР при поиске stress-corrosion cracks, обычно на 20...40 дБ ниже амплитуд сигналов от типичных дефектов в сварных швах. Этот уровень близок к уровню структурного шума металла, который является основной помехой при контроле. Зерна структуры металла – тоже отражающие центры, как и неровности гребня трещины. И отличить их образы от образов гребня можно в основном по амплитуде (яркости). Еще небольшое отличие в том, что образы структуры металла расположены хаотично и не складываются в линию, а образы гребня сохраняют свое характерное взаимное расположение при небольших смещениях АР в плоскости визуализации.

Величина раскрытия трещин, имеющих тенденцию к росту, в области вершины уменьшается практически до нуля. Острые вершины таких трещин слабо отражают УЗ волны, падающие на них со стороны донной поверхности, не только из-за малых размеров неровностей профиля, но и из-за малой величины раскрытия. У стабильных, не растущих трещин вершины менее острые. Однако и они отражают УЗ волны не намного лучше, поскольку их размеры меньше длины УЗ волны. Поэтому для поиска вершин трещин необходимо использовать наиболее высокие частоты ультразвука – примерно 8...10 МГц.

Берега трещины, как правило, неровные, извилистые и шероховатые, ориентированные под разными углами к внешней поверхности трубы, а также изогнутые в вертикальном направлении. Берега трещин, в отличие от неровностей вершины, отражают УЗ волны направленно. Хотя неровности берегов тоже могут являться отражающими, точнее, рассеивающими центрами. Кроме того, трещины часто имеют ответвления в глубину от основного русла. Эти ответвления и изгибы вершин трещин обладают намного большей отражательной способностью, чем вертикально ориентированные вершины. И от них на изображениях могут появляться образы с большой амплитудой.

При расположении АР точно вдоль устья трещины (см. рис. 1) не всегда возможно обнаружить гребень трещины по причине очень слабых отраженных сигналов от него, завуалированных структурным шумом. В этом случае смещают решетку на несколько миллиметров в сторону от трещины и направляют ее излучение на трещину под небольшим острым углом в пределах  $10^\circ \dots 20^\circ$ . В этом случае плоскость визуализации пересекает берега трещины и ее гребень. Поворачивая антенную решетку вокруг вертикальной оси на углы  $\pm 10^\circ$ , добиваются обнаружения каких-то отражающих центров гребня трещины. Этот способ косоугольного облучения трещины обычно помогает обнаружить части гребня трещины, так как его неровности могут иметь разную ориентацию и наклон относительно нормали к поверхности ввода ультразвука. Так удается найти направление на более сильный отраженный УЗ сигнал.

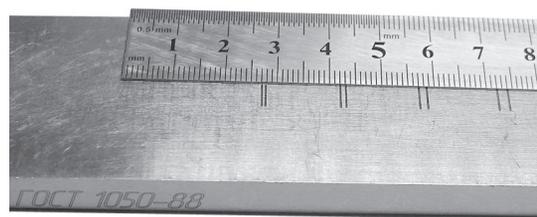
### Результаты экспериментов

Поиск и оценку глубины стресс-коррозионных трещин проводили на катушках труб

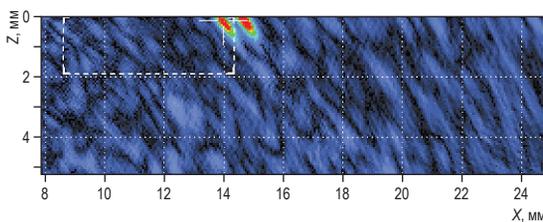
и фрагментах стенок труб, бывших в эксплуатации. Для этого применяли УЗ дефектоскоп A1550 IntroVisor, реализующий метод ЦФА [8]. С ним использовали 16-элементную АР поперечных волн с рабочей частотой 10 МГц и активной апертурой 20 мм. Пассивная апертура решетки составляла 6 мм.

Оценку разрешающей способности дефектоскопа и его чувствительности к малоразмерным приповерхностным отражателям выполняли по контрольному образцу RB106-1, представляющему собой пластину из стали 20 толщиной 10 мм с нанесенными на ее поверхность парами параллельных рисок на расстояниях от 0,7 до 2,5 мм друг от друга (рис. 2). Глубина рисок составляла примерно 0,1 мм, длина – 5 мм.

На рис. 3 изображено вертикальное сечение (томограмма) этого образца с образцами рисок, разнесенных на 0,7 мм. АР располагалась на широкой поверхности образца, где лежит линейка (см. рис. 2). Плоскость визуализации решетки была ориентирована перпендикулярно рискам. Видно, что образы рисок действительно расположены на расстоянии, меньшем миллиметра по оси  $X$ , а их глубина практически равна нулю. Амплитуда образов намного превышает фон изображения, который вызван в основном структурным шумом металла.



**Рис. 2. Образец для оценки разрешающей способности дефектоскопов по горизонтальной дальности**



**Рис. 3. Изображение сечения образца (см. рис. 2) в зоне рисок, разнесенных на 0,7 мм: Z – ось глубин; X – ось горизонтальных дальностей от центра апертуры АР**

Перед контролем реальных трещин требовалось настраивать дефектоскоп на скорость поперечных УЗ волн непосредственно на конкретном фрагменте трубы. Для этого включали в приборе режим отображения полупространства. АР располагали на поверхности фрагмента в зоне, где нет трещин, и направляли плоскость визуализации вдоль образующей трубы. При правильно установленной скорости образы донной и внешней поверхностей стенки должны отображаться на экране параллельно оси  $X$ . Если эти образы были не параллельны оси  $X$ , то, меняя значение скорости ультразвука в приборе, добивались этой параллельности. В результате образы донной и внешней поверхностей автоматически оказывались на своих местах по глубине. Затем, измерив глубину донного образа, устанавливали полученное значение в качестве толщины фрагмента стенки и переключали дефектоскоп в режим томографии пластины с указанным выше blankированием.

Иногда настройка скорости осложнялась тем, что обе поверхности стенки были гладкими и не давали заметных образов на экране. Поэтому требовалось найти зону, где эти поверхности были шероховатыми и их образы удавалось обнаружить на фоне структурного шума металла.

На рис. 4 представлена томограмма стенки трубы диаметром 1420 мм, полученная в зоне стресс-коррозионной трещины. Донная поверхность стенки толщиной 15,6 мм повреждена коррозией, о чем свидетельствует цепочка ярких образов с координатами по оси  $X$  от 12 до 38 мм. В верхней части изображения цепь образов с координатами по оси  $X$  от 29 до 52 мм соответствует трещине. Наиболее глубокая ее часть вызвала наибольший по амплитуде образ красного цвета. Его глубина 2,4 мм. Возможно, здесь присутствует небольшое разветвление трещины, и получившийся уголкового отражателя дал образ повышенной амплитуды. Остальные менее яркие образы расположены на глубинах от 2 до 2,4 мм.

На рис. 5–8 приведены томограммы стенок фрагментов труб с трещинами разных размеров, находящимися внутри колоний. В стенке толщиной 16,5 мм (см. рис. 5) на дальностях по оси  $X$  около 35...40 мм глубина трещины достигает до 3,3 мм. Отсутствие каких-либо образов на меньших глубинах означает, что двугранный угловой отражатель (берег

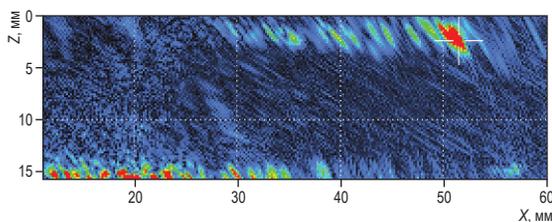


Рис. 4. Томограмма стенки трубы с трещиной КРН

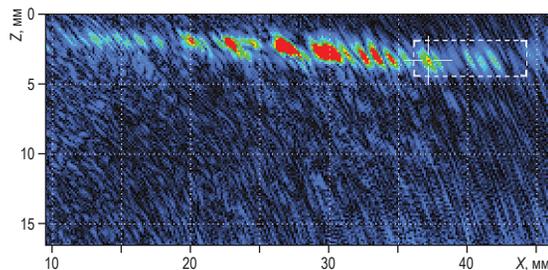


Рис. 5. Томограмма стенки трубы толщиной 16,5 мм с трещиной глубиной 3,3 мм

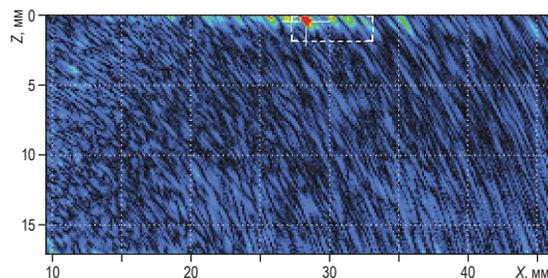


Рис. 6. Томограмма стенки трубы толщиной 17,1 мм с трещиной глубиной 0,4 мм

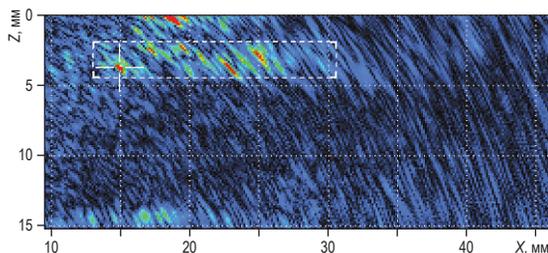


Рис. 7. Томограмма стенки трубы толщиной 15,25 мм с трещиной глубиной 3,7 мм

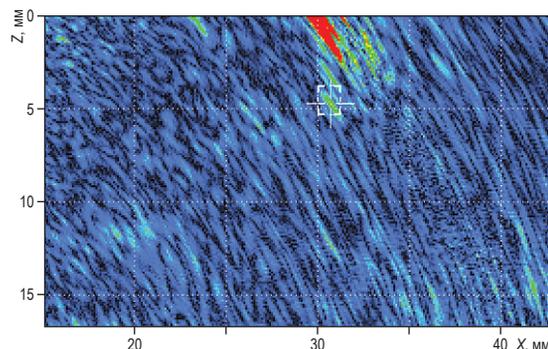


Рис. 8. Томограмма стенки трубы с трещиной глубиной 4,7 мм

трещины – поверхность стенки) при остром угле между плоскостью визуализации и «плоскостью» трещины не вызывает отражений УЗ сигналов. Если бы трещина была извилистой или с шероховатыми берегами, то такие образы могли бы присутствовать.

Томограмма на рис. 6 являет собой пример изображения трещины малой глубины (наибольшая глубина 0,4 мм). Цепь образов этой трещины практически вся лежит вблизи поверхности стенки. И только гладкая некорродированная поверхность позволяет заключить, что образы на томограмме вызваны именно трещиной. Следует заметить, что на рис. 5 и 6 донные поверхности стенок гладкие, в отличие от томограммы на рис. 4.

Пример томограммы трещины с явно шероховатыми берегами в образце при толщине стенки трубы 15,25 мм приведен на рис. 7. Сканируя решеткой поверхность стенки, длину этой трещины оценили значением 100 мм. Из-за извилистости отобразить ее на томограмме можно было только по частям. Причем лучше всего образы ее гребня проявлялись при расположении плоскости визуализации под углами около  $10^\circ \dots 15^\circ$  к линии устья трещины на поверхности стенки.

Поскольку каждая трещина, как правило, извилиста, то вскрыть ее вдоль и показать

на шлифе ее профиль на протяжении хотя бы 20 мм невозможно. Поэтому сравнить наибольшую глубину трещины, измеренную по томограмме, с реальной глубиной можно только полойной сошлифовкой поверхности исследуемого фрагмента трубы. Так, в частности, глубина трещины, измеренная по наиболее глубокому образу томограммы на рис. 8, равна 4,7 мм. После контролируемой шлифовки этого фрагмента стенки определили реальную глубину трещины, которая составила 4,95 мм.

\*\*\*

Разработанный способ ручного ультразвукового контроля стенок труб в целях обнаружения в них дефектов КРН и определения их глубины может использоваться в трассовых условиях при капитальном ремонте магистральных трубопроводов. Способ обеспечивает наглядность представления результатов контроля и их документирование. Диапазон измерений глубин трещин составляет от десятых долей миллиметра до 10 мм и более. Погрешность измерений глубины предстоит определить экспериментальными исследованиями. Контроль может проводить оператор средней квалификации, обученный работе с ультразвуковым дефектоскопом с цифровой фокусировкой апертуры.

## Список литературы

1. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 52–54.
2. Мельникова А.В. Разработка норм допустимости стресс-коррозионных повреждений труб в составе длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов / А.В. Мельникова, И.В. Ряховских. – [http://vniiigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/01\\_melnikova-av.pdf](http://vniiigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/01_melnikova-av.pdf)
3. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 724: спецвыпуск. – С. 10–15.
4. Ряховских И.В. Оценка размеров стресс-коррозионных дефектов при техническом диагностировании газопроводов / И.В. Ряховских, А.А. Каверин, И.Г. Петухов и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 2 (44): Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – С. 4–14.
5. Шевалдыкин В.Г. Измерение глубины стресс-коррозионных трещин магистральных газопроводов / В.Г. Шевалдыкин, А.А. Самокрутов // Сб. тез. докл. XXIII Петербургской конференции «Ультразвуковая дефектоскопия металлов и перспективных материалов» (УЗДМ-2019), 28–31 мая 2019 г. – СПб., 2019. – С. 9.
6. Шевалдыкин В.Г. Термины ультразвукового контроля с антенными решетками и что они означают / В.Г. Шевалдыкин, А.А. Самокрутов, Я.Г. Смородинский // Дефектоскопия. – 2018. – № 9. – С. 31–40.

7. Самокрутов А.А. Ультразвуковая томография металлоконструкций методом цифровой фокусировки антенной решетки / А.А. Самокрутов, В.Г. Шевалдыкин // Дефектоскопия. – 2011. – № 1. – С. 21–38.
8. A1550 IntroVisor – универсальный ультразвуковой томограф (АКС) // Средства акустического контроля: технический справ. – СПб.: СВЕИ, 2008. – С. 68–69.

## Measuring depth of stress-corrosion cracks in trunk gas pipelines

S.G. Alekhin<sup>1</sup>, A.A. Samokrutov<sup>1</sup>, V.G. Shevaldykin<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Acoustic Control Systems LTD, Bld. 1, Estate 12, Vostochnaya street, Tekhnopark industrial area, Gorky Leninskiye, Moscow region, 142712, Russian Federation

\* E-mail: shev@acsys.ru

**Abstract.** In case of major capital repairs of gas mains, the eddy-current, electropotential, and ultrasonic non-destructive testing instruments are applied for assessment of dimensions and maximal depths of the stress-corrosion crack colonies. The eddy-current flaw detectors are the most popular ones due to their sufficient accuracy and high performance in comparison with the instruments realizing other physical methods of measurements. Now that the ultrasonic equipment and methods have caught on, there is a possibility to find and estimate the depth of the surface cracks using the ultrasonic flaw detectors, which visualize the inner structure of metal of a tested object. This article goes into the physical concept of a method aimed at indicating and measuring depths of the stress-corrosion cracks by means of visualizing flaw detectors. Authors disclose the methodical aspects of pipe walls inspection using the named instruments.

**Keywords:** stress-corrosion crack, ultrasonic testing, ultrasonic flaw detector, tomogram, digital focusing of aperture, antenna array.

### References

1. ARABEY, A.B., T.S. YESIYEV, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Effect of pipe production process specifics on their resistance to stress corrosion cracking [Vliyaniye osobennostey tekhnologii proizvodstva trub na stoykost k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 2, pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. MELNIKOVA, A.V., I.V. RYAKHOVSKIKH. *Formulating acceptability standards for stress-corrosion defects of pipes incorporated into continuously operated trunk pipelines* [Razrabotka norm dopustimosti stress-korrozionnykh povrezhdeniy trub v sostave dlitelno ekspluatiruyemykh magistralnykh truboprovodov] [online]. [http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/01\\_melnikova-av.pdf](http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/d3/467/01_melnikova-av.pdf) (Russ.).
3. ALIMOV, S.V., A.B. ARABEY, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Concept for diagnostics and repair of trunk gas pipelines in regions highly inclined to stress corrosion [Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistralnykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennostyu k stress-korrozii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 724: spec. is., pp. 10–15. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. RYAKHOVSKIKH, I.V., A.A. KAVERIN, I.G. PETUKHOV, et al. Assessment of dimensions for stress-corrosion cracks during technical diagnosis of gas pipelines [Otsenka razmerov stress-korrozionnykh defektov pri tekhnicheskoy diagnostirovanii gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 2 (44): Control of gas pipelines technical status and integrity, pp. 4–14. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. SHEVALDYKIN, V.G., A.A. SAMOKRUTOV. Measuring depth of stress-corrosion cracks in trunk gas pipelines [Izmereniye glubiny stress-korrozionnykh treshchin magistralnykh gazoprovodov]. In: *Collected theses of the XXIII Petersburg conference «Ultrasonic flaw detection of metals and advanced materials» (UTM-2019)*, 28–31 May 2019. St. Petersburg, 2019, pp. 9. (Russ.).
6. SHEVALDYKIN, V.G., A.A. SAMOKRUTOV, Ya.G. SMORODINSKIY. Terms of ultrasonic testing with antenna arrays, and their meanings [Terminy ultrazvukovogo kontrolya s antennymi reshetkami i chto oni oznachayut]. *Defektoskopiya*, 2018, no. 9, pp. 31–40. ISSN 0130-3082. (Russ.).
7. SAMOKRUTOV, A.A., V.G. SHEVALDYKIN. Ultrasonic tomography of metal structures through digital focusing of antenna array [Ultrazvukovaya tomografiya metallokonstruktsiy metodom tsifrovoy fokusirovki antennoy reshetki]. *Defektoskopiya*, 2011, no. 1, pp. 21–38. (Russ.).
8. A1550 IntroVisor – a universal ultrasonic tomographic scanner [A1550 IntroVisor – universalnyy ultrazvukovoy tomograf (AKS)]. In: *Means of acoustic control* [Sredstva akusticheskogo kontrolya]: technical reference book. St. Petersburg, SVEN, 2008, pp. 68–69. (Russ.).

УДК 622.691.4:622.692.4

## Транспортировка газа и газового конденсата. Учет количества коррозионных дефектов при оценке вероятности отказа участка газопровода

**М.В. Чубунов<sup>1\*</sup>, Г.А. Милько-Бутовский<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: M\_Chubunov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** газопровод, внутритрубное диагностирование, дефект, вероятность отказа, предельное состояние, независимость отказов, нормальный закон распределения.

**Тезисы.** В настоящее время нет утвержденных методик оценки вероятности отказа участка газопровода с учетом дефектов, выявленных при проведении внутритрубного диагностирования. Цель настоящей статьи – предложить такую методику. В основу предлагаемого способа положено допущение, что напряженное состояние любой точки стенки трубы на рассматриваемом участке газопровода пропорционально единому параметру – внутреннему давлению. Такое допущение означает невозможность применения формул, основанных на предположении о независимости отказов дефектных зон труб. Условие достижения материалом трубы предельного состояния представлено функцией Хэвисайда от разности значений действующих в стенке трубы напряжений и предела прочности материала. Это позволило показать, что отказ дефектной трубы обусловлен отказом ее самой нагруженной точки. Напряженное состояние самой нагруженной точки в сечении трубы с коррозионным дефектом определяется принятым в газовой отрасли стандартом. Предложенный способ расчета вероятности отказа участка газопровода с коррозионными дефектами требует численного интегрирования произведения функции распределения внутреннего давления и комбинации функций распределения пределов прочности материала труб. Количество сомножителей в подынтегральном выражении зависит от количества труб на участке газопровода и количества обнаруженных коррозионных дефектов. Авторы сравнивают результаты параметрических расчетов вероятности отказа труб с дефектами одинакового размера предложенным способом и расчетов способом, сочетающим известные формулы, применяемые для оценки вероятности отказа одиночного дефекта и для оценки вероятности отказа совокупности дефектов в предположении независимости их отказов. Показано, что при одинаковых исходных данных предложенный способ приводит к меньшему значению вероятности отказа участка. На практическом примере расчета вероятности отказа участка газопровода со значительным количеством коррозионных дефектов, выявленных при проведении внутритрубного диагностирования, показана незначительность отличий результатов в случаях применения предложенной методики, методики, предполагающей независимость отказов труб, и простого суммирования вероятностей отказов труб.

Количество коррозионных дефектов, выявленных при проведении внутритрубной диагностики (ВТД), может достигать десятков тысяч на 100 км протяженности газопровода. Для каждого из них в соответствии с методикой<sup>1</sup> может быть определена вероятность отказа. Однако остается открытым вопрос оценки вероятности отказа целого участка газопровода. Для системы последовательно соединенных элементов (в рассматриваемом случае – трубопровода, составленного из бездефектных и имеющих дефекты труб) рекомендовано использовать формулу, согласно которой вероятность неразрушения системы равна произведению вероятностей неразрушения составляющих ее элементов [1]. Строго говоря, применение этой формулы предполагает независимость отказов элементов. В ряде работ (см., например, [2]), отмечается, что элементы, составляющие газопровод, нельзя считать полностью независимыми, так как они могут быть взаимосвязаны в общей силовой схеме и находиться под воздействием одних внешних нагрузок и температур. Указанную взаимозависимость [2] рекомендовано учитывать, вводя в рассмотрение корреляционные связи между параметрами, определяющими нагрузки, и параметрами, определяющими

<sup>1</sup> Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром»: Р Газпром 2-2.3-620-2011.

несущие способности. Однако отмечается, что «в большинстве случаев корреляционная связь между нагрузкой и прочностью отсутствует или настолько мала, что ею можно пренебречь, но и при наличии такой связи она обычно бывает весьма неопределенной и ее трудно выразить численно» [1].

Предложено [3], не рассматривая вопрос о независимости дефектов, вероятность отказа участка газопровода определять на основе оценок параметров статистического распределения предельных давлений разрушения труб с дефектами, выявленными при проведении ВТД. Однако при таком подходе, во-первых, результат не зависит от количества дефектов. Во-вторых, желательно иметь обоснование для распространения кривой распределения предельных давлений, полученной в области превышения этими величинами значения проектного давления, в область, где они будут ниже.

Приведенные примеры демонстрируют отсутствие доведенного до возможности практического применения подхода к оценке вероятности отказа участка газопровода с дефектами, выявленными при проведении ВТД.

### Постановка задачи

Рассмотрим вопрос учета взаимной зависимости отказов элементов в конструкции – сечений трубы с дефектами и без – через общие нагрузки. Газопровод анализируется как совокупность элементов-колец (катушек), характеризующихся, во-первых, наличием не более одного дефекта и, во-вторых, постоянством предела прочности материала. Внешний диаметр  $n$ -го элемента –  $D_n$ , мм; толщина стенки –  $\delta_n$ , мм. Материал стенок  $n$ -го элемента имеет предел прочности  $t_n$ , МПа, распределенный по заданному закону  $F_m(t_n)$  (плотность распределения  $f_m(t_n)$ ). Внутреннее давление  $p$ , МПа, распределено по заданному закону  $F_p(p)$  (плотность распределения  $f_p(p)$ ) и имеет одинаковое значение для всех элементов. Далее принимаются во внимание только коррозионные дефекты, для которых давление разрушения может быть оценено в соответствии со стандартом<sup>2</sup>, т.е. кроме дефектов, в отношении которых проведены компенсирующие мероприятия [4]. Задача – оценить вероятность отказа газопровода.

<sup>2</sup> Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами: СТО Газпром 2-2.3-112-2007.

### Методы исследования

Вычисление вероятности отказа участка газопровода с обнаруженными дефектами проведено по следующему плану. Сначала выбран параметрический вид функции, описывающей вероятность отказа элемента трубы, параметры которой – давление и предел прочности. Затем с использованием соотношений алгебры событий и выбранных функций получены параметрические выражения для вероятности отказа газопровода в целом. После этого с учетом плотности распределения пределов прочности и внутреннего давления путем интегрирования получена оценка вероятности отказа участка газопровода как совокупности элементов.

Критерий недостижимости предельного состояния в  $n$ -м элементе газопровода можно записать в виде условия непревышения действующими напряжениями предельных значений:

$$p\alpha_n\beta_n \leq t_n, \quad (1)$$

где  $\alpha_n = \left( \frac{1}{2} \frac{D_n}{\delta_n} - 1 \right)$  – коэффициент пересчета

величины внутреннего давления в кольцевые напряжения;  $\beta_n$  – коэффициент концентрации напряжений в  $n$ -м элементе.

Для коррозионных дефектов в соответствии со стандартом<sup>2</sup>

$$\beta_n = \frac{1 - \varepsilon_n}{1 - \varepsilon_n Q_n}, \quad (2)$$

где  $\varepsilon_n$  – относительная глубина  $n$ -го дефекта (отношение глубины дефекта к  $\delta_n$ );

$$Q_n = \sqrt{1 + 0,31 \frac{L_n^2}{D_n \delta_n}} - \text{безразмерный коэффициент, учитывающий длину } L_n, \text{ мм, дефекта.}$$

Для бездефектных сечений труб следует положить нулевые размеры дефекта, и тогда  $\beta_n = 1$ . При необходимости использования более точных значений  $\beta_n$  следует применить другие подходы (см., например [5]).

Вероятность отказа  $n$ -го элемента можно записать как

$$v_n = H(p\alpha_n\beta_n - t_n) = H\left(p - \frac{t_n}{\alpha_n\beta_n}\right), \quad (3)$$

где  $H(x)$  – функция Хэвисайда:  $H(x) = 0$  при  $x \leq 0$  и  $H(x) = 1$  при  $x > 0$ . Использование функции Хэвисайда удобно по трем причинам. Во-первых, точно в соответствии

с критерием (1) и значение этой функции, и вероятность отказа элемента одновременно равны либо нулю, либо единице в зависимости от значений параметров, входящих в критерий. Во-вторых, в дальнейшем при введении плотностей распределения параметров, входящих в критерий (1), можно вместо интегрирования плотностей и функций от них по области, в которой критерий выполняется (или, наоборот, не выполняется), интегрировать произведение функции Хэвисайда (физический смысл которой есть вероятность отказа элемента) на вышеуказанные плотности и функции от них по области изменения параметров от  $-\infty$  до  $+\infty$ . В-третьих, дополнительные удобства представляют математические свойства функции (3). В частности, если  $H(x)$  – вероятность отказа элемента, то вероятность его безотказной работы равна  $1 - H(x) = H(-x)$ . Или, например, произведение любого числа значений этой функции от конкретных значений аргументов равно значению этой функции от максимального из рассматриваемых значений аргументов.

Если под отказом системы, представляющей собой объединение  $N$  независимых элементов, понимать отказ хотя бы одного из них, то согласно алгебре случайных событий вероятность  $v_N$  отказа системы определяется по формуле

$$v_N = 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} (1 - v_n). \quad (4)$$

Если применительно к каждому элементу для записи вероятности отказа использовать формулу (3), из формулы (4) будет вытекать выражение

$$v_N = 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} \left( 1 - H \left( p - \frac{t_n}{\alpha_n \beta_n} \right) \right) = 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} H \left( \frac{t_n}{\alpha_n \beta_n} - p \right). \quad (5)$$

Учет вероятностного характера величин  $p$  и  $t_n$  и законов их распределения (см. постановку задачи) приводит к выражению

$$V_N = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} v_N f_p(p) \prod_{1 \leq n \leq N} f_n(t_n) dp \prod_{1 \leq n \leq N} dt_n = \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \left( \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} v_N \prod_{1 \leq n \leq N} f_n(t_n) dt_n \right) dp. \quad (6)$$

То обстоятельство, что изменение параметров интегрирования от  $-\infty$  до  $+\infty$  не имеет физического смысла, не должно смущать. Во-первых, его можно компенсировать выбором подынтегральных функций так, чтобы они были отличными от нуля только в интересующей области изменения параметров. Во-вторых, в нормативной<sup>1</sup> и технической [1, 2] литературе принято использовать неусеченные законы распределения, например нормальный, из-за изученности их свойств и удобства применения. Несмотря на условность получаемой при этом оценки вероятности отказа, такой подход имеет смысл для сравнения риска выхода из строя различных конструкций или одной и той же конструкции в разных условиях нагружения.

Используя для расчета  $v_N$  выражение (5), можно прийти к следующему результату:

$$\begin{aligned} V_N &= \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} \left( 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} H \left( \frac{t_n}{\alpha_n \beta_n} - p \right) \right) \prod_{1 \leq n \leq N} (f_n(t_n) dt_n) dp = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} \left( 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} \left( H \left( \frac{t_n}{\alpha_n \beta_n} - p \right) f_n(t_n) dt_n \right) \right) dp = \\ &= 1 - \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \prod_{1 \leq n \leq N} \left( \int_{-\infty}^{+\infty} (H(t_n - p \alpha_n \beta_n)) f_n(t_n) dt_n \right) dp = \\ &= 1 - \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \left( \prod_{1 \leq n \leq N} (1 - F_n(p \alpha_n \beta_n)) \right) dp. \end{aligned} \quad (7)$$

При  $N = 1$  для некоторых видов законов распределения существуют аналитические решения [1]. При  $N > 1$  можно воспользоваться программами численного интегрирования, например QUANC8 [6].

Физический смысл формулы (7) становится наглядным, если в ней функции распределения  $F_n(p \alpha_n \beta_n)$  – вероятности того, что предел прочности  $t_n$  будет меньше  $p \alpha_n \beta_n$  – заменить на равные

им функции распределения  $F_{t_n/\alpha_n\beta_n}(p)$  – вероятности того, что значение  $t_n/\alpha_n\beta_n$  будет меньше значения  $p$ . Тогда можно получить формулу

$$V_N = \int_{-\infty}^{+\infty} f_p(p) \left( 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} (1 - F_{t_n/\alpha_n\beta_n}(p)) \right) dp, \quad (8)$$

в которой выражение в скобках есть функция распределения минимального из значений  $t_n/\alpha_n\beta_n$ . Другими словами, вероятность отказа последовательной системы элементов определяет распределение минимальных значений отношений пределов прочности к коэффициентам концентрации напряжений (или, что то же самое, давлений, при которых происходит разрушение элементов).

Количество вычислительных операций при применении формулы (7) можно сократить, если ввести дополнительное предположение, что для всех элементов, составляющих одну трубу, величина  $t_n$  одинакова. В формуле (7) под знаком произведения были выделены сомножители с номерами от  $n_1$  до  $n_2$ , относящиеся к элементам, составляющим одну трубу. Условие одинакового значения предела прочности для элементов с номерами, отличными от  $n_1$ , можно записать как  $f_m(t_n) = \delta(t_n - t_{n_1})$ , где  $\delta(x)$  – дельта-функция Дирака. В этом случае для выделенного фрагмента формулы (7) была получена формула

$$\begin{aligned} & \prod_{n_1 \leq n \leq n_2} \left( \int_{-\infty}^{+\infty} (H(t_n - p\alpha_n\beta_n)) f_m(t_n) dt_n \right) = \\ & = \prod_{n_1 \leq n \leq n_2} \left( \int_{-\infty}^{+\infty} H\left(\frac{t_n}{\alpha_n\beta_n} - p\right) f_m(t_n) dt_n \right) = \\ & = \int_{-\infty}^{+\infty} H\left(\frac{t_{n_1}}{\alpha_{n_1}\beta_{n_1}} - p\right) f_{m_1}(t_{n_1}) dt_{n_1} \prod_{n_1 < n \leq n_2} \left( \int_{-\infty}^{+\infty} H\left(\frac{t_n}{\alpha_n\beta_n} - p\right) \delta(t_n - t_{n_1}) dt_n \right) = \\ & = \int_{-\infty}^{+\infty} H\left(\frac{t_{n_1}}{\alpha_{n_1}\beta_{n_1}} - p\right) f_{m_1}(t_{n_1}) dt_{n_1} \prod_{n_1 < n \leq n_2} \left( H\left(\frac{t_{n_1}}{\alpha_n\beta_n} - p\right) \right) = \\ & = \int_{-\infty}^{+\infty} \prod_{n_1 < n \leq n_2} \left( H\left(\frac{t_{n_1}}{\alpha_n\beta_n} - p\right) \right) f_{m_1}(t_{n_1}) dt_{n_1} = \int_{-\infty}^{+\infty} H\left(\frac{t_{n_1}}{\alpha_{n^*}\beta_{n^*}} - p\right) f_{m_1}(t_{n_1}) dt_{n_1}, \end{aligned} \quad (9)$$

где за  $n^*$  принят номер элемента, обеспечивающий максимальное значение произведения коэффициентов  $\alpha_n$  и  $\beta_n$  на рассматриваемой трубе:

$$\alpha_{n^*}\beta_{n^*} = \max_{n_1 \leq n \leq n_2} \alpha_n\beta_n. \quad (10)$$

Исходя из этого можно прийти к выводу, что результат вычислений по формуле (7) не изменится, если учитывать в ней не все элементы, а только по одному для каждой трубы – с самым высоким концентратором напряжений.

## Обсуждение результатов

Далее на примерах решения модельной и практической задач сравниваются оценки вероятностей отказа участка газопровода по предлагаемой методике с простым суммированием вероятностей отказа дефектных труб и с решением в предположении независимости отказов. При получении результатов в сравниваемых методиках на каждой трубе учтены не все дефекты, а лишь самые опасные.

В модельной задаче с целью сокращения количества параметров, влияющих на результат, предполагается, что участок газопровода состоит из  $N$  одинаковых элементов – труб, на каждой из которых расположено по одному дефекту. Все дефекты одинаковы ( $\alpha_n = \alpha$ ,  $\beta_n = \beta$ ). Внутреннее давление и пределы прочности распределены по нормальным законам ( $f_p = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{1}{\sigma_p} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{p-p_0}{\sigma_p}\right)^2}$ ,  $f_m = f_t = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{1}{\sigma_t} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-t_0}{\sigma_t}\right)^2}$ ), где  $p_0$  и  $\sigma_p$  – соответственно математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение внутреннего давления  $p$ , рассматриваемого

как случайная величина;  $t_0$  и  $\sigma_t$  – соответственно математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение пределов прочности материала труб. Чтобы выбрать для расчетов реалистичные параметры распределений величин  $p$  и  $t_n$ , введено допущение, что трубы спроектированы в соответствии с требованиями<sup>3</sup> СНиП 2.05.06-85\*, в которых рекомендуемые для выбора толщины стенки трубы коэффициенты обоснованы характеристиками рассеяния указанных свойств. В условиях отсутствия данных о параметрах рассеяния  $p$  и  $t_n$  оценки значений коэффициентов  $v_p$  и  $v_t$  вариации давления и пределов прочности соответственно, а также проектного значения коэффициента запаса ( $K_{np}$ ) были выполнены по предложенной методике<sup>1</sup> с применением правила «трех сигм» через назначаемые согласно СНиП 2.05.06-85\* коэффициенты надежности  $g$  (по внутреннему давлению),  $k_1$  (по материалу труб),  $k_n$  (по назначению трубопровода) и коэффициент  $m$  условий ра-

боты трубопровода, а именно:  $v_p = \frac{gk_n - 1}{3,1}$ ;  $v_t = \frac{1 - \frac{1}{k_1}}{3,1}$ ;  $K_{np} = \frac{gk_1 k_n}{m}$ . Для расчетов выбраны значе-

ния:  $g = 1,1$ ;  $m = 0,6$ ;  $k_1 = 1,47$  и  $k_n = 1,05$ . Это означает:  $v_p = 0,298$ ;  $v_t = 0,103$ ;  $K_{np} = 2,830$ .

При принятых условиях формула (7) для вычисления вероятности отказа участка газопровода по предложенной методике приняла вид

$$V_N = 1 - \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(x) (\Phi(-(ax+b)))^N dx, \quad (11)$$

где  $\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}x^2}$  – плотность нормального распределения;  $\Phi(x) = \int_{-\infty}^x \varphi(z) dz$  – функция нормаль-

ного распределения;  $a = \frac{\sigma_p}{\sigma_t} \alpha \beta = \frac{v_p}{v_t} \frac{1}{K_{np}} \beta$ ;  $b = -\frac{t_0 - \alpha \beta p_0}{\sigma_t} = -\frac{1}{v_t} \left(1 - \frac{1}{K_{np}} \beta\right)$ ;  $K_{np} = \frac{t_0}{\alpha p_0}$ .

При принятых условиях формула для вычисления вероятности  $V_{нез}$  отказа участка газопровода в предположении независимости отказов дефектных труб принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} V_{нез} &= 1 - \prod_{1 \leq n \leq N} \left(1 - \int_{-\infty}^{+\infty} f_p F_m(p \alpha_n \beta_n) dp\right) = 1 - \left(1 - \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(x) \Phi(ax+b) dx\right)^N = \\ &= 1 - \left(\int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(x) \Phi(-(ax+b)) dx\right)^N = 1 - \left(\Phi\left(\frac{-b}{\sqrt{1+a^2}}\right)\right)^N. \end{aligned} \quad (12)$$

При принятых условиях формула для вычисления вероятности  $V_{сум}$  отказа участка газопровода в предположении простого суммирования вероятностей отказа дефектных труб принимает следующий вид:

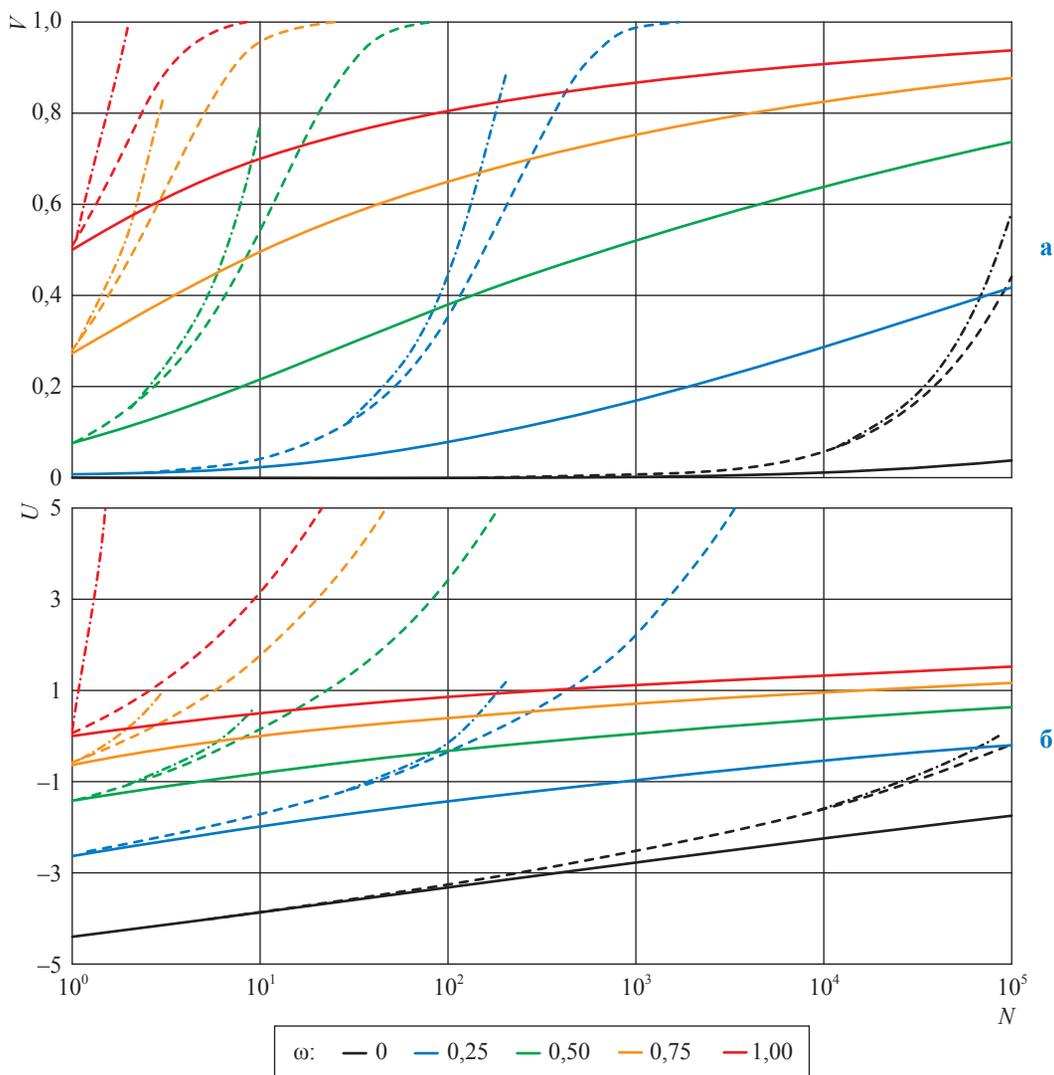
$$V_{сум} = \sum_{1 \leq n \leq N} \int_{-\infty}^{+\infty} f_p F_m(p \alpha_n \beta_n) dp = N \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(x) \Phi(ax+b) dx = N \Phi\left(\frac{b}{\sqrt{1+a^2}}\right). \quad (13)$$

В расчетах варьировались два параметра: количество дефектов (или, что по условию задачи то же самое, дефектных труб)  $N$  и степень опасности дефектов  $\omega$ . Параметр  $\omega$  изменяется от 0 (значения, соответствующего бездефектной трубе) до 1 (значения, соответствующего вызывающему отказу дефекту). Для этого принято, что коэффициент концентрации напряжений  $\beta$  связан с параметром  $\omega$  линейной зависимостью:

$$\beta = 1 + (K_{np} - 1)\omega. \quad (14)$$

Сравнения вычислений по рассмотренным методикам представлены на рис. 1, 2 в виде зависимостей вероятности отказа  $V$  и квантиля этой величины  $U = \Phi^{-1}(V)$  от параметра  $\omega$  при фиксированных значениях  $N$ .

<sup>3</sup> Магистральные трубопроводы: СНиП 2.05.06-85. – М.: ГУП ЦПП, 1998. – 60 с.



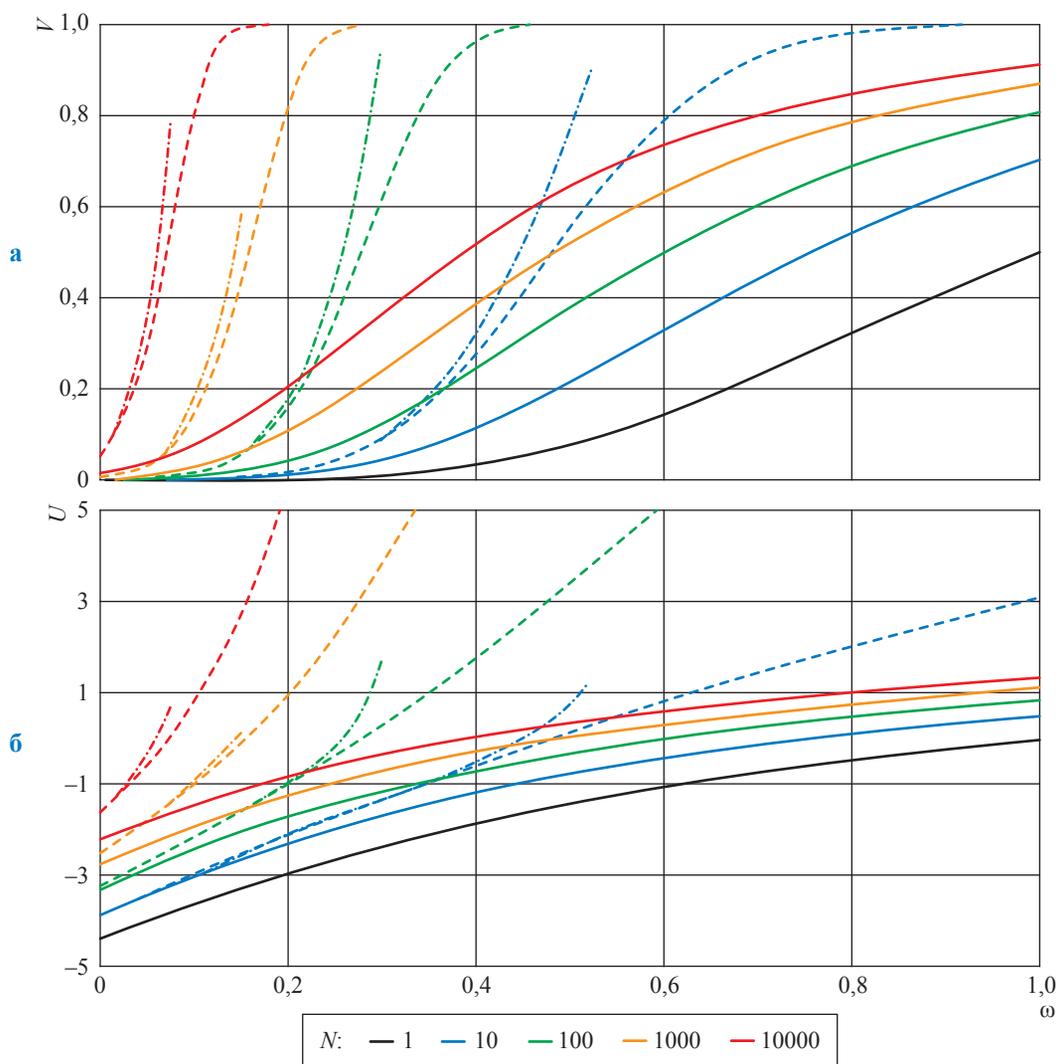
**Рис. 1. Расчетная вероятность (а) и квантиль вероятности (б) отказа участка газопровода, состоящего из одинаковых дефектных труб, в зависимости от количества труб при заданных уровнях опасности дефектов: здесь и далее на рис. 2 результаты, полученные по формуле (11) (предлагаемая методика) путем численного интегрирования с использованием вычислительной программы QUANC8 [6] показаны сплошными линиями, по формуле (12) в предположении независимости отказов дефектных труб – штриховыми линиями, по формуле (13) простым суммированием вероятностей отказа дефектных труб – штрих-пунктиром**

На рис. 1, 2 видно, насколько в указанных диапазонах изменения параметров предложенная методика расчета (см. формулу (11)) дает более низкие значения вероятности отказа совокупности дефектов по сравнению с расчетами по формуле (12), предполагающими независимость отказов, и по формуле (13) суммирования вероятностей отказов.

Интересно отметить, что при малых  $\omega$  и  $N$  графики для всех формул практически совпадают. С ростом указанных параметров сначала наблюдается отклонение от предлагаемого

решения графиков для независимых отказов и для простого суммирования вероятностей отказов, и лишь заметно позже наблюдаются отличия между расчетами для независимых отказов и для суммирования вероятностей отказов.

В качестве практического примера проведено сравнение результатов применения названных методов к данным ВТД участка газопровода, эксплуатировавшегося в течение 41 года. Участок протяженностью 138,5 км разбит на пять межкрановых участков, четыре из которых имеют значительные количества



**Рис. 2. Расчетная вероятность (а) и квантиль вероятности (б) отказа участка газопровода, состоящего из одинаковых дефектных труб в заданном количестве, в зависимости от уровня опасности дефектов**

коррозионных дефектов и в соответствии с требованиями стандарта<sup>4</sup> рекомендованы к выводу в капитальный ремонт (таблица). На одном из межкрановых участков выполнен капитальный ремонт за несколько лет до проведения ВТД. Математическое ожидание внутреннего давления  $p_0$  составляет 5,39 МПа, наружный диаметр труб  $D_n = 1220$  мм, толщины стенок труб – 12,0; 14,0; 15,2 и 16,0 мм. Для всех труб предел прочности  $t_0 = 510$  МПа,  $m = 0,90$ ,  $k_n = 1,05$  и  $k_1 = 1,40$ , следовательно,  $v_p = 0,0914$ ;  $v_i = 0,0922$ . При вычислении вероятностей перемножение многих сотен сомножителей

заменено суммированием логарифмов сомножителей с последующим вычислением значения экспоненты полученной суммы. В таблице приведены результаты расчетов по всему участку газопровода и по его межкрановым участкам.

Интересно отметить, что для рассмотренных участков газопровода с интенсивным развитием коррозии расчетные значения  $V_{\text{нез}}$  и  $V_{\text{сум}}$  практически совпадают, а расчет по предлагаемой методике (с учетом зависимости отказов) дает результат ниже примерно в полтора раза. Различия в результатах, по мнению авторов, можно считать незначительными.

После того как удалось убедиться, что возможно определение вероятности отказа участка газопровода с учетом взаимозависимости

<sup>4</sup> Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции: СТО Газпром 2-2.3-292-2009.

### Результаты расчетов вероятностей отказов труб и межкрановых участков

Показатель	Участок газопровода					
	$\Sigma$	1	2	3	4	5
Протяженность, км	138,5	27,8	26,2	37,8	27,0	19,7
Показатель технического состояния участка $P_{вд}$ (см. СТО Газпром 2-2.3-292-2009)	0,1144	0,0949	0,0976	0,1651	0,0131	0,1927
Показатель поврежденности участка коррозией $d_k$ (см. СТО Газпром 2-2.3-292-2009)	0,0583	0,0200	0,0130	0,1209	0,0001	0,1249
Количество труб, шт.	12759	2607	2433	3572	2318	1829
Количество дефектных труб, шт.	4531	561	425	2219	52	1274
Количество труб с коррозионными дефектами, шт.	3927	357	212	2124	1	1233
Количество дефектов, шт.	32266	1051	787	17807	72	12549
Количество коррозионных дефектов, шт.	30737	664	373	17424	1	12275
Минимальная на участке вероятность отказа трубы	4,10E-10	4,10E-10	4,10E-10	4,10E-10	4,10E-10	4,10E-10
Максимальная на участке вероятность отказа трубы	2,22E-03	2,26E-04	5,18E-04	2,22E-03	2,71E-06	6,54E-04
$V_{\text{сум}}$ , см. формулу (13)	1,46E-01	6,69E-03	7,89E-03	9,64E-02	1,16E-03	3,37E-02
$V_{\text{нез}}$ , см. формулу (12)	1,36E-01	6,67E-03	7,86E-03	9,19E-02	1,16E-03	3,31E-02
$V_{N_2}$ , см. формулу (11)	7,96E-02	6,01E-03	7,04E-03	6,07E-02	1,13E-03	2,59E-02

дефектов, обнаруженных при проведении ВТД, возникают вопросы: как следует сравнивать между собой результаты подобных расчетов для участков различных длин (разного количества труб) для ранжирования участков газопроводов при выводе их в капитальный ремонт? как устанавливать пороговые значения параметров (вероятности отказа, количества и размеров дефектов) для вывода в капитальный ремонт? Авторы надеются, что при решении этих актуальных вопросов специалистам поможет подтвержденный в рассмотренных примерах факт, что для эксплуатируемых газопроводов вероятность отказа участка газопровода может с достаточной для практики точностью быть представлена суммой вероятностей отказа составляющих этот участок труб.

\*\*\*

Таким образом, продемонстрирована полезность применения функции Хэвисайда для оценки вероятности отказа набора элементов с предельными состояниями, описываемыми неравенством типа (1).

Показано, что общее для рассматриваемых труб внутреннее давление приводит к зависимости отказов этих труб.

Доказано, что предположение о постоянстве предела прочности материала в рамках одной трубы позволяет при расчете

вероятности отказа участка газопровода учитывать для каждой трубы не все обнаруженные дефекты, а только один самый опасный.

Проведено сравнение оценок роста вероятности отказа участка газопровода в зависимости от роста количества дефектных труб, а также в зависимости от роста опасности дефектов, выполненных по предложенному алгоритму и с применением формулы, предполагающей независимость отказов. Сравнение осуществлено для случая распределения пределов прочности и внутреннего давления по нормальному закону. Показано, что предлагаемый алгоритм приводит к меньшему значению вероятности отказа, чем предположение независимости отказов.

Сравнением результатов применения рассмотренных методик к оценке вероятности отказа участка газопровода с интенсивным развитием коррозии по конкретным данным ВТД показана допустимость использования при обработке данных ВТД простого суммирования вероятностей отказа коррозионных дефектов при условии выбора одного дефекта на трубе с максимальной концентрацией напряжений.

*В заключение авторы считают необходимым поблагодарить В.П. Столова за обсуждение постановки задачи представленного исследования и его результатов.*

## Список литературы

1. Ржаницын А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А.Р. Ржаницын. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.
2. Синюков А.М. Основы расчета механической надежности и оптимизации коэффициентов запаса прочности основных несущих элементов магистральных трубопроводов / А.М. Синюков, П.П. Бородавкин, И.Е. Литвин. – М.: Нефть и газ, 2002. – 216 с.
3. Сальников А.В. Применение комбинированной вероятностно-статистической методики количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами / А.В. Сальников, А.А. Игнатик // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 115–124.
4. Кантюков Р.А. Устройства для ремонта локальных дефектов / Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов, И.М. Тамеев и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 2 (718). – С. 60–63.
5. Кантюков Р.А. Концентрация напряжений в трубе с протяженным углублением / Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов, И.М. Тамеев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 7 (693). – С. 28–30.
6. Форсайт Дж. Машинные методы математических вычислений / Дж. Форсайт, М. Малькольм, К. Моулдер. – М.: Мир, 1980. – 280 с.

## Transportation of gas and gas condensate. Considering quantity of corrosion defects at assessment of failure probability for a section of a gas pipeline

M.V. Chubunov<sup>1\*</sup>, G.A. Milko-Butovskiy<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: M\_Chubunov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Nowadays, there are no approved procedures for assessment of the failure probability for a gas pipeline section with consideration of the defects, identified during the inline pipe diagnostics. This article intends to suggest such a procedure. The suggested method bases on a hypothesis that the stressed state of any point of a pipe wall at a studied section of a gas pipeline is proportional to a single parameter, namely to the internal pressure. This hypothesis means impossibility to apply the formulae which are based on admission of independence of the failures at the defected areas of the pipes. The requirement of pipe material reaching the limit tolerance state is represented by the Heaviside function of difference between the values of effective stress and tensile strength of the material. This enabled to show that the failure of a defective pipe is caused by the failure of its mostly stressed point. The strain of the most stressed point in a cross-section of pipe with a corrosion defect is specified by the gas branch standard. The suggested method for calculating failure probability for a gas pipeline sector with the corrosion defects requires the numerical integration of the multiplication of a function of distribution of the internal pressure and a combination of the functions of distribution of the pipe material tensile strengths. Quantity of the multipliers in the integrand depends on the number of pipes at the pipeline sector and on the number of the disclosed corrosion defects. Authors compare the results of the parametric calculations of failure probabilities for the pipes having the alike defects made using the suggested procedure and using the well-known formulae aimed at failure probability assessment either for a single defect or for a family of defects in hypothesis of independency of their failures. Authors show that in case of the alike initial data the first (suggested) method gives the lesser values of failure probability for the entire sector. As exemplified by the calculation of the failure probability for a gas pipeline sector with lots of corrosion defects disclosed during the inline diagnostics, authors demonstrate the negligibility of distinction of the named results.

**Keywords:** gas pipeline, inline diagnostics, defect, probability of failure, ultimate behavior, independency of failures, normal law of distribution.

## References

1. RZHANITSYN, A.R. *Theory of structural reliability calculations* [Teoriya rascheta stroitelnykh konstruktsey na nadezhnost]. Moscow: Stroyizdat, 1978. (Russ.).
2. SINYUKOV, A.M., P.P. BORODAVKIN, I.Ye. LITVIN. *Fundamentals of counting mechanical reliability and optimizing load factors for main load-bearing elements of trunk pipelines* [Osnovy rascheta mekhanicheskoy nadezhnosti i optimizatsii koefitsiyentov zapasa prochnosti osnovnykh nesushchikh elementov magistralnykh truboprovodov]. Moscow: Neft i gaz, 2002. (Russ.).

3. SALNIKOV, A.V., A.A. IGNATIK. Application of the combined probabilistic-statistical methods of quantitative assessment of strength and durability of main pipelines with single and combined defects [Primeneniya kombinirovannoy veroyatnostno-statisticheskoy metodiki kolichestvennoy otsenki prochnosti i dolgovechnosti magistralnykh truboprovodov s odinochnymi i kombinirovannymi defektami]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, no. 5, pp. 115–124. ISSN 0445-0108. (Russ.).
4. KANTYUKOV, R.A., N.M. YAKUPOV, I.M. TAMEYEV, et al. Equipment for repairing local defects [Ustroystva dlya remonta lokalnykh defektov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 2 (718), pp. 60–63. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. KANTYUKOV, R.A., N.M. YAKUPOV, I.M. TAMEYEV, et al. Stress concentration in a tube with an extended cavity [Kontsentratsiya napryazheniy v trube s protyazhennym uglubleniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 7 (693), pp. 28–30. ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. FORSYTHE, G.E., M.A. MALCOLM, C.B. MOLER. *Computer methods for mathematical computations* [Mashinnyye metody matematicheskikh vychisleniy]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1980. (Russ.).

УДК 620.178.746.22

## Экспериментальное обоснование нового подхода к оценке степени опасности механических дефектов на магистральных газопроводах

Н.Д. Лаврентьев<sup>1\*</sup>, И.В. Максютин<sup>1</sup>, С.И. Погуляев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Сосновая, д. 4

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: lavrentev\_nd@spg.gazprom.ru

### Ключевые слова:

механическое повреждение, риска, задиры, ударная вязкость, оценка степени опасности, пластические деформации.

**Тезисы.** На сегодняшний день опубликовано много работ, где рассматриваются различные типы дефектов, однако только малое количество из них посвящено изучению дефектов такого типа, как механическое повреждение.

В ходе обследования металла труб в зоне дефектов типа механического повреждения установлено, что на дне дефекта практически всегда имеются трещиноподобные дефекты. Из этого следует вывод, что для оценки опасности механических повреждений на трубопроводах можно использовать методики, которые в настоящий момент применяются для оценки степени опасности трещин. Но крайне важно учитывать характерные изменения, происходящие в металле при возникновении механических дефектов, так как их появление связано с пластическими деформациями в металле, которые изменяют его трещиностойкость.

Одной из основных характеристик трещиностойкости металла является ударная вязкость. Для изучения закономерностей изменения ударной вязкости при возникновении пластических деформаций в металле проведен ряд обследований на образцах с искусственно созданной пластической деформацией и на образцах с реальными механическими повреждениями.

Для оценки работоспособности, прочности и долговечности труб с дефектами используются различные детерминированные и вероятностные подходы. Обнародованы инструкции, методики и рекомендации для оценки работоспособности и ресурса трубопроводов с различными типами дефектов. На данный момент большое количество работ посвящено изучению работоспособности труб с такими повреждениями, как коррозионная потеря металла, стресс-коррозионный дефект, трещина, вмятина, различные дефекты сварного шва. Гораздо реже встречается информация о таких механических повреждениях (МП) трубопроводов, как риска, задиры и т.д.

При статистическом анализе дефектов, выявленных по результатам внутритрубной диагностики в период с 2018-го по 2020 г. в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта», установлено, что на долю МП приходится 2 % от общего количества дефектов (рис. 1), однако согласно методике оценки их опасности [1] львиная доля выявленных МП относится к категории недопустимых дефектов без расчетной оценки в связи с ограничениями геометрических параметров рассматриваемых дефектов. Таким образом, среди общего количества недопустимых дефектов на долю МП приходится 41 % (рис. 2). Вместе с тем доля аварийных разрушений, связанных с МП, составляет не более 17 %, по данным Ростехнадзора с 2010-го по 2017 г. [2].

Все вышесказанное побуждает эксплуатирующие организации разрабатывать новые подходы, которые бы позволяли проводить оценку степени опасности МП без ограничений по геометрическим параметрам.

Анализ особенностей металла в зоне МП показал, что на дне дефектов данного типа зачастую имеются трещиноподобные дефекты, которые в основном имеют продольную ориентацию относительно оси трубопровода (рис. 3). Также в ходе фрактографического обследования излома при разрушении трубопровода вследствие МП выявлен ступенчатый характер и хрупкий вид излома (рис. 4). Это свидетельствует

о том, что разрушение проходило по хрупкому механизму развития трещины.

При проведении металлографического обследования выявлено, что в зоне механического повреждения зёрна металла имеют вытянутую форму, а также на дне МП присутствуют микро-трещины (рис. 5). При возникновении механических дефектов в металле трубы происходят пластические деформации. Наиболее важными следствиями данного процесса являются эффекты упрочнения и охрупчивания, так как в металле возникает явление наклепа [3].

Из всего вышесказанного следует, что для оценки степени опасности МП можно использовать методики, применяемые в настоящий момент для оценки степени опасности трещин, которые являются наиболее опасным дефектом на трубопроводах при прочих равных условиях. Подобный подход к оценке степени опасности задилов и рисок описан ранее [4]. Однако следует отметить, что крайне важно при расчете МП, заменяя их на дефекты-аналоги – полуэллиптические трещины, учитывать изменение трещиностойкости металла вследствие наклепа. Одной из важнейших характеристик сопротивляемости металла разрушению является ударная вязкость.

Например, при оценке степени трещиноподобных дефектов по методике, указанной в СТО Газпром 2-2.3-173-2007<sup>1</sup>, необходимо решить следующее уравнение:

$$\left(\frac{K_1}{K_{1C}}\right)^4 + \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_b}\right)^2 = 1, \quad (1)$$

где  $K_1$  – максимальное расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений на фронте трещины, МПа·м<sup>1/2</sup>;  $K_{1C}$  – нормативное или фактическое значение вязкости разрушения, МПа·м<sup>1/2</sup>;  $\sigma_{\text{нетто}}$  – напряжения, действующие в нетто-сечении стенки трубы с трещиной, МПа;  $\sigma_b$  – временное сопротивление разрыву металла, МПа. При отсутствии данных о вязкости разрушения материала значение  $K_{1C}$  находится по формуле

$$K_{1C} = \sqrt{219,78KCV}, \quad (2)$$

где KCV – ударная вязкость по Шарпи, Дж/см<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> См. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-173-2007; взамен ВРД 39-1.10-032-2001, ВРД 39-1.10-023-2001, ВРД 39-1.10-033-2001; дата введения 31.12.2008.



Рис. 1. Статистика выявленных дефектов на магистральных газопроводах в 2018–2020 гг.



Рис. 2. Процентное соотношение недопустимых дефектов по результатам внутритрубной диагностики в 2018–2020 гг.

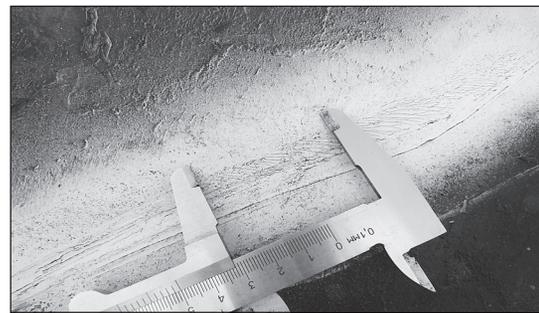
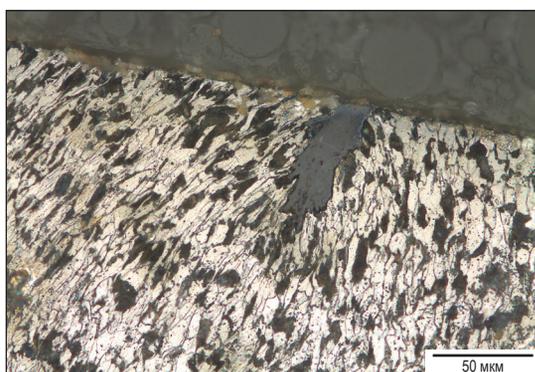


Рис. 3. Ориентированные вдоль продольной оси трубы трещины в зоне МП



Рис. 4. Характер разрушения вследствие МП

С целью установления закономерностей изменения механических свойств металла трубы при возникновении пластических деформаций обследованы 9 темплетов, вырезанных из основного металла труб различных типоразмеров. Для установления марок



**Рис. 5. Структура металла в зоне МП с микротрещиной на наружной поверхности**

**Таблица 1**

**Марки стали темплетов, установленные по результатам ОЭС**

Номер темплета	Типоразмер трубы	Марка стали	Поколение стали
1	Ø1020×16,0	09ГМБЮ	III
2	Ø1020×16,0	12ГСБ	II
3	Ø1020×14,0	17Г1С-У	I
4	Ø1020×16,0	12ГСБ	II
5	Ø1020×16,0	09ГМБЮ	III
6	Ø1020×16,0	09ГМБЮ	III
7	Ø1020×21,0	14Г2САФ	I
8	Ø1420×18,7	10Г2ФБ	III
9	Ø1420×18,7	10Г2ФБ	III

**Таблица 2**

**Усредненные результаты испытаний на ударный изгиб образцов основного металла труб**

Номер темплета	Марка стали	Температура испытаний, °С	Среднее значение КСВ, Дж/см <sup>2</sup>
1	09ГМБЮ	-20	178
2	12ГСБ		93
3	17Г1С-У		27
4	12ГСБ		119
5	09ГМБЮ		160
6	09ГМБЮ		98
7	14Г2САФ		72
8	10Г2ФБ		144
9	10Г2ФБ		160

сталей каждого темплета проведена оптико-эмиссионная спектрометрия (ОЭС), результаты которой позволили установить марку стали для каждого темплета (табл. 1).

Из результатов ОЭС следует, что темплеты вырезаны из труб, изготовленных из сталей

трех поколений, условно классифицированных для труб магистральных газопроводов большого диаметра [5]: низколегированных кремний-марганцевых (I поколение, выпускаются с середины 1960-х гг.; низколегированных нормализованных с карбонитридным упрочнением (II поколение, выпускаются с середины 1970-х гг.); высокопрочных микрелегированных, подвергнутых контролируемой прокатке для измельчения зерна (III поколение, выпускаются с середины 1990-х гг.).

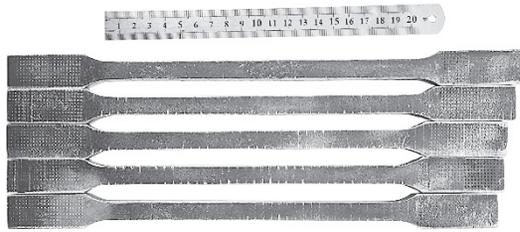
Для проведения испытаний на ударный изгиб на маятниковом копре ИО 5003-0,3 с целью нахождения ударной вязкости металла каждого темплета из них были вырезаны образцы типа 11 согласно ГОСТ 9454-78<sup>2</sup>. Результаты испытаний представлены в табл. 2.

Для моделирования механических повреждений сталь подвергалась деформационному старению. Для этого из каждого темплета вырезалось по 5 плоских заготовок типа I согласно ГОСТ 1497-84<sup>3</sup>. Заготовки из темплетов № 1...№ 5 и № 7...№ 9 подвергались одноосному растяжению до достижения остаточной пластической деформации 1, 3, 5, 7, 10 %. Из темплета № 6 четыре заготовки растягивались до 10%-ной остаточной пластической деформации, после этого две из них подвергались термообработке в муфельной печи в течение 1 ч при температуре 250 °С (искусственно старились). Испытания на растяжение проводились на разрывной машине ИР 5143-200-11. Таким образом, 44 заготовки были предварительно растянуты. Одна заготовка из темплета № 6 деформациям не подвергалась для установления параметров недеформированного металла. На рис. 6 представлены заготовки после растяжения.

После этого деформированные заготовки передавали на механическую обработку для изготовления призматических образцов типа 11 по ГОСТ 9454-78<sup>2</sup> для испытаний на ударный изгиб – из каждой заготовки вырезались по три образца. На машине для нанесения концентраторов нарезались V-образные концентраторы глубиной 2 мм, после этого в месте концентратора измерялась площадь поперечного

<sup>2</sup> См. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах: ГОСТ 9454-78. – <https://docs.cntd.ru/document/1200005045>.

<sup>3</sup> См. Металлы. Методы испытаний на растяжение: ГОСТ 1497-84.



**Рис. 6. Образцы после растяжения до различной остаточной пластической деформации**

сечения каждого образца. Результаты испытаний на ударный изгиб образцов из каждого темплета при температуре минус 20 °С представлены в табл. 3. На рис. 7–10 показана тенденция изменения KCV в зависимости от степени предварительного деформирования ( $\varepsilon$ ). Нахождение данной зависимости для значений KCV образцов из разных темплетов заключалось в построении линейного тренда.

Результаты определения ударной вязкости по Шарпи для темплета № 6 из стали марки 09ГМБЮ, когда часть изготовленных из него образцов была растянута до остаточной деформации 10 % и при этом половина образцов подверглась термообработке, представлены в табл. 4 и на рис. 11.

Помимо девяти бездефектных темплетов также испытали на ударный изгиб образцы из темплета, выполненного из стали марки 13Г1С-У, который согласно результатам

внутритрубной диагностики имел недопустимый механический дефект. Образцы вырезались в зоне под реальным механическим повреждением и в бездефектной зоне. Результаты приведены в табл. 5.

Испытания на ударный изгиб показали, что значение KCV металла трубы под реальным механическим дефектом почти в 2 раза ниже значения KCV металла из бездефектной зоны, но вблизи механического повреждения.

\*\*\*

Результаты испытаний на ударный изгиб показали:

- для всех исследуемых темплетов наблюдается тенденция уменьшения ударной вязкости при увеличении пластического деформирования;
- деформационное старение стали оказывает различное влияние на трещиностойкость сталей разных поколений.

Снижение значений KCV предварительно деформированных образцов по отношению к недеформированным при линейной аппроксимации результатов испытаний для сталей разных марок получилось следующим:

- темплет № 1 (09ГМБЮ) – 30 %;
- темплет № 2 (12ГСБ) – 15 %;
- темплет № 3 (17Г1С-У) – 53 %;
- темплет № 4 (12ГСБ) – 18 %;
- темплет № 5 (09ГМБЮ) – 18 %;

Таблица 3

**Результаты испытаний на ударный изгиб образцов, изготовленных из металла различных труб (темплетов) после его предварительного деформирования**

$\varepsilon, \%$	KCV, Дж/см <sup>2</sup>							
	Номер темплета, марка стали							
	№ 1, 09ГМБЮ	№ 2, 12ГСБ	№ 3, 17Г1С-У	№ 4, 12ГСБ	№ 5, 09ГМБЮ	№ 7, 14Г2САФ	№ 8, 10Г2ФБ	№ 9, 10Г2ФБ
10	151	78	14	88	125	35	116	132
	119	75	10	95	134	38	133	126
	117	76	12	102	125	37	119	119
7	138	75	11	108	145	39	129	140
	154	76	11	122	160	44	128	142
	139	79	19	107	170	50	157	116
5	159	82	12	111	126	41	161	145
	150	81	14	107	132	51	168	171
	185	73	14	106	131	42	147	151
3	152	79	15	118	139	52	135	138
	156	81	15	113	139	61	144	132
	138	77	16	105	133	58	143	138
1	196	87	19	115	132	51	148	147
	190	87	24	133	181	56	152	148
	186	88	22	112	190	59	151	147

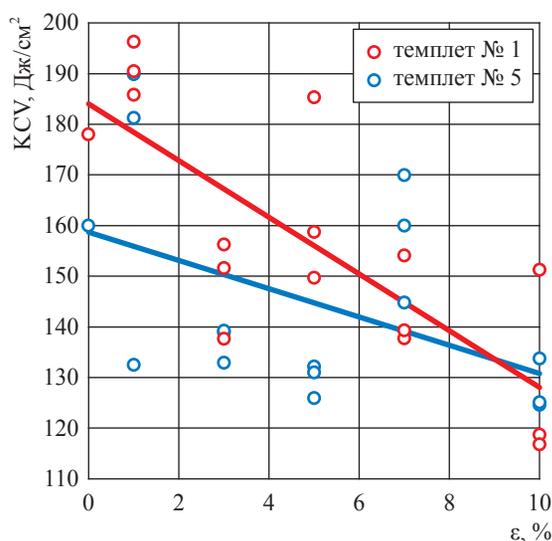


Рис. 7. Ударная вязкость в зависимости от степени предварительного деформирования стали 09ГМБЮ

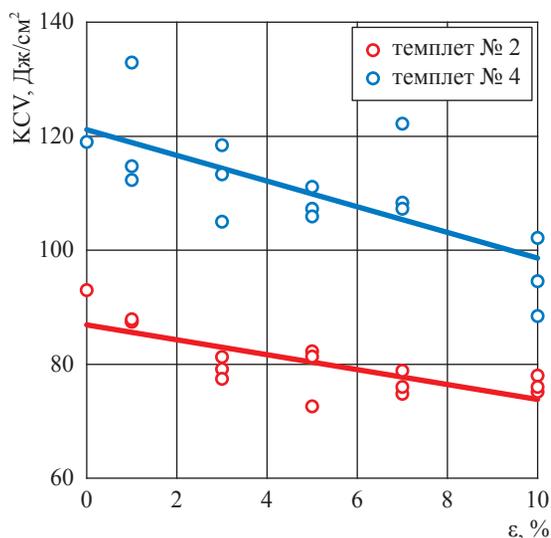


Рис. 8. Ударная вязкость в зависимости от степени предварительного деформирования стали 12ГСБ

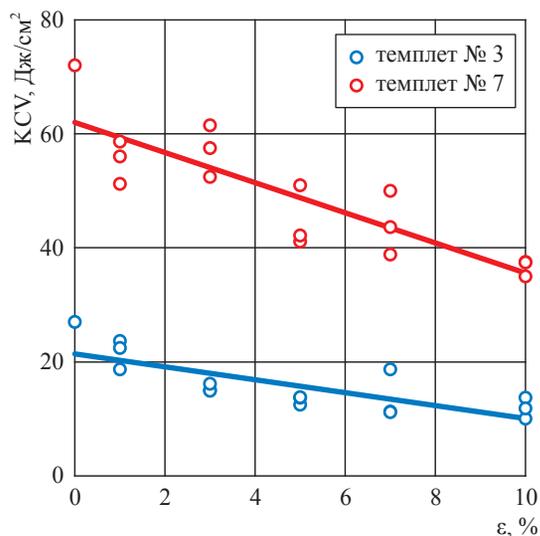


Рис. 9. Ударная вязкость в зависимости от степени предварительного деформирования сталей 17Г1С-У (темплет № 3) и 14Г2САФ (темплет № 7)

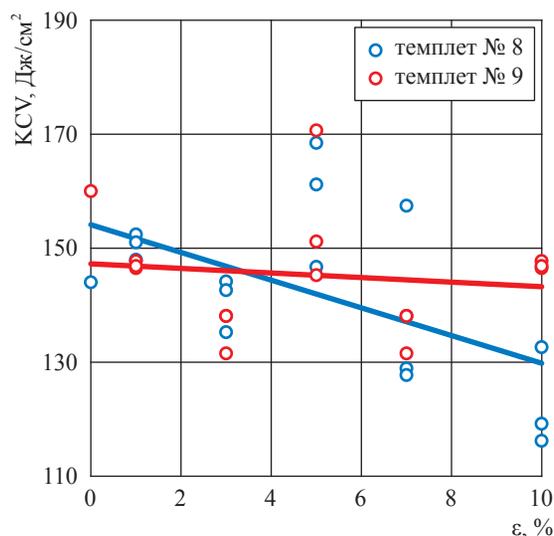


Рис. 10. Ударная вязкость в зависимости от степени предварительного деформирования стали 10Г2ФБ

Таблица 4

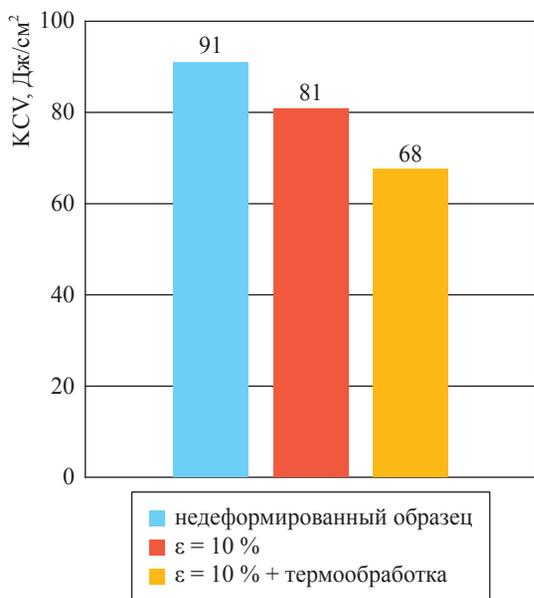
Результаты испытаний на ударный изгиб образцов темплетта № 6

ε, %	Термообработка	КСВ, Дж/см²		
		84	96	93
0	Нет	Среднее значение: 91		
		82	82	82
		Среднее значение: 81		
10	Нет	76	76	85
		Среднее значение: 81		
		69	69	68
10	Да	74	60	66
		Среднее значение: 68		

Таблица 5

Результаты испытаний на ударный изгиб образцов из темплетта с механическим дефектом

Зона	КСВ, Дж/см²		
	20	23	15
Под дефектом	Среднее значение: 19		
	40	40	30
Бездефектная	Среднее значение: 37		



**Рис. 11. Диаграмма изменения ударной вязкости образцов темплета № 6 (марка стали 09ГМБЮ) в зависимости от степени предварительного деформирования и применения термообработки**

- темплет № 7 (14Г2САФ) – 43 %;
- темплет № 8 (10Г2ФБ) – 16 %;
- темплет № 9 (10Г2ФБ) – 3 %.

Кроме того, наличие предварительной пластической деформации усугубляется термодеформационным старением, которое приводит к еще более сильному изменению трещиностойкости стали. Так, по результатам испытаний на ударный изгиб, значение КCV для образцов, подвергнутых термообработке, оказалось на 16 % ниже, чем для нетермообработанных.

Исходя из результатов испытаний можно констатировать, что при пластических деформациях в металле ударная вязкость современных сталей II и III поколений снижается не так существенно, как для сталей I поколения. Так, снижение ударной вязкости для сталей 17Г1С-У и 14Г2САФ в среднем составило 48 %, а для остальных рассмотренных сталей – 17 %.

При испытании образцов, вырезанных из различных зон МП, установлено, что ударная вязкость образцов находящихся в зоне МП на 49 % ниже, чем ударная вязкость образцов, вырезанных из бездефектной зоны темплета.

Немаловажным следствием снижения пластических свойств металла будет ускорение роста трещин на дне МП по механизму коррозионного растрескивания под напряжением в случае доступа к поверхности дефекта околотрубного электролита при повреждении защитного покрытия трубопроводов<sup>4</sup>.

Из всего вышесказанного следует, что новый подход к оценке работоспособности труб с МП по принципу замены присутствующих дефектов на дефекты-аналоги – полуэллиптические трещины, позволит расчетным способом оценивать степень опасности дефектов без ограничений по их геометрическим параметрам. Однако для более объективной оценки при применении такого подхода необходимо в расчетах использовать корректирующие коэффициенты для значения КCV, так как у разных марок стали трещиностойкость снижается по-разному.

### Список литературы

1. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС / дата введения 24.11.2006. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – 42 с.
2. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2010–2017 годы // Ростехнадзор. – [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/)
3. Фетисов Г.П. Материаловедение и технология материалов: учеб. / Г.П. Фетисов, Ф.А. Гарифуллин. – М.: Инфра-М, 2014. – 397 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
4. Аладинский В.В. Прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска» / В.В. Аладинский, Р.С. Гаспарянц // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 2. – [http://www.ogbus.ru/authors/Aladinskij/Aladinskij\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Aladinskij/Aladinskij_1.pdf)
5. Яковлев А.Я. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах / А.Я. Яковлев, В.Н. Воронин, С.Г. Алеников и др. – Киров: Кировская областная типография, 2009. – 320 с.

<sup>4</sup> См. Инструкция по прогнозированию ожидаемых скоростей развития дефектов и назначению сроков технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций: Р Газпром 2-2.3-1190-2019: дата введения 20.11.2019.

## Experimental validation of a new concept in assessing severity of mechanical defects at trunk gas pipelines

N.D. Lavrentyev<sup>1\*</sup>, I.V. Maksyutin<sup>1</sup>, S.I. Pogulyayev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Engineering and Technical Center at the Gazprom Transgaz Ukhta, Bld. 4, Sosnovaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: lavrentev\_nd@spg.gazprom.ru

**Abstract.** To date, there is a huge database of publications devoted to various types of defects, however, much less works study such defects as the “mechanical damage”. During the examination of the pipe metal in the area of this type of defects, it was found that there were almost always crack-like defects at the bottom of the defect. It means that to assess the risk of mechanical damage on pipelines, it is possible to use techniques that are currently used to assess the degree of crack hazard. But it is extremely important to take into account the characteristic changes that occur in the metal when mechanical defects occur, since their appearance is associated with plastic deformations in the metal that change its crack resistance.

One of the main characteristics of the crack resistance of a metal is the impact strength. To study the patterns of changes in impact strength when plastic deformations occur in metal, a number of tests were carried out both on the samples with artificially created plastic deformation and on the samples taken from a real pipe with a mechanical defect.

**Keywords:** mechanical damage, risk, bullying, impact strength, hazard assessment, plastic deformations.

### References

1. *Recommendations on assessment of strength and stability of operated gas mains and pipelines of compressor stations* [Rekomendatsii po otsenke prochnosti i ustoychivosti ekspluatiruyemykh MG i truboprovodov KS]. Effective as of 24 November 2006. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007. (Russ.).
2. Annual Reports of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia. In: *Rostekhnadzor* [online]. [http://en.gosnadzor.gov.ru/activity/annual-report/index.php?sphrase\\_id=17914](http://en.gosnadzor.gov.ru/activity/annual-report/index.php?sphrase_id=17914). (Russ.).
3. FETISOV, G.P., F.A. GARIFULLIN. *Materials science and engineering* [Materialovedeniye i tekhnologiya materialov]: textbook. Moscow: Infra-M, 2014. (Russ.).
4. ALADINSKIY, V.V., R.S. GASPARYANTS. Strength and durability of pipes with mechanical groove-type defects [Prochnost i dolgovechnost trub s mekhanicheskimi povrezhdeniyami tipa “riska”]. *Neftegazovoye Delo*, 2007, vol. 5, no. 2. ISSN 2073-0128. (Russ.). Available from: [http://www.ogbus.ru/authors/Aladinskij/Aladinskij\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Aladinskij/Aladinskij_1.pdf)
5. YAKOVLEV, A. Ya., V.N. VORONIN, S.G. ALENNIKOV, et al. *Stress corrosion at trunk gas pipelines* [Stress-korroziya na magistralnykh gazoprovodakh]. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya, 2009. (Russ.).

УДК 621.644:624.042.62

## Перспективы применения соединительных элементов трубопроводов со встроенными средствами измерений для мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов

Д.М. Ляпичев<sup>1\*</sup>, М.М. Адмакин<sup>2</sup>, М.Г. Полетаев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>2</sup> АО «Газпром оргэнергогаз», Российская Федерация, 115304, г. Москва ул. Луганская, д. 11

\* E-mail: D\_Lyapichev@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Показано, что перспективным направлением совершенствования диагностического обслуживания технологических трубопроводов компрессорных станций (КС) являются разработка и внедрение систем непрерывного автоматизированного мониторинга их технического состояния, которые позволят повысить уровень надежности КС в целом.

Расчетными и экспериментальными методами подтверждена целесообразность разработанной концепции построения систем мониторинга напряженно-деформированного состояния (НДС) технологических трубопроводов КС на базе интеллектуальных элементов. Теоретически и экспериментально обосновано повышение достоверности результатов оценки НДС (погрешность менее 10 % по компонентам) технологических трубопроводов при установке средств измерений на элементы трубопровода в заводских условиях.

Обеспечение безопасной и эффективной работы компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов на протяжении всего их срока эксплуатации возможно только при наличии актуальных и достоверных данных о техническом состоянии их технологического оборудования и трубопроводов. Анализ результатов диагностических обследований, проводившихся в последние годы на объектах ПАО «Газпром», показал, что техническое состояние трубопроводных обвязок (ТПО) КС зачастую является «узким» местом и в значительной степени обуславливает уровень надежности КС в целом [1, 2]. При этом ядро существующей системы диагностического обслуживания ТПО КС сформировано более 20 лет назад и принципиально не изменилось с того времени, в его основе до сих пор лежит периодическое проведение диагностических обследований ТПО КС с применением различных методов и средств неразрушающего контроля.

Несмотря на то что внедрение существующей системы диагностического обслуживания позволило значительно повысить уровень надежности КС, увеличение доли длительно эксплуатируемых КС обуславливает необходимость выработки принципиально новых подходов к диагностическому обслуживанию ТПО КС. Очевидно, что основополагающим в данном контексте должно стать применение новых технологий, лишенных известных недостатков, свойственных сегодняшним технологиям, а именно:

- высокой трудоемкости (техническое диагностирование ТПО КС в рамках существующей системы диагностического обслуживания предполагает проведение в значительном объеме вскрышных работ, снятие изоляции, подготовку поверхности труб к неразрушающему контролю и контролю в ручном или механизированном режиме, восстановление защитного покрытия и т.п.);
- значительной стоимости (вследствие высокой трудоемкости и необходимости привлечения коллектива высококвалифицированных специалистов);
- отсутствия возможности оценить фактическое состояние ТПО КС в любой момент времени (имеются данные о техническом состоянии КС только на момент

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, компрессорная станция, технологический трубопровод, диагностическое обследование, напряженно-деформированное состояние, встраиваемое средство измерений, интеллектуальный тройник.

проведения контроля, между диагностическими обследованиями достоверные актуальные данные получить невозможно);

- влияния человеческого фактора (технологический процесс диагностирования не автоматизирован, и получение достоверных результатов во многом зависит от квалификации персонала).

Исходя из изложенного перспективным видится применение комплексных систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния ТПО КС. Основным параметром, характеризующим техническое состояние ТПО КС, является напряженно-деформированное состояние (НДС) металла труб и соединительных деталей трубопроводов: переход трубопроводов в предельное состояние возможен только при достижении уровнем напряжений и/или деформации предельных значений, определяемых свойствами материала.

Учитывая, что в настоящее время отсутствуют методы и средства неразрушающего контроля, позволяющие с высокой точностью оценить НДС ТПО КС по всей протяженности трубопроводов, создание подсистем непрерывного автоматизированного мониторинга НДС ТПО КС является достаточно сложной научно-технической задачей. Многие производители предлагают технические решения, заявляемые в качестве таких систем, однако опыт попыток их внедрения на объектах ПАО «Газпром» свидетельствует о том, что зачастую производителями желаемое выдается за действительное и подавляющее большинство из таких систем не соответствуют минимальным техническим требованиям [3].

Тем не менее существует и положительный опыт разработки и внедрения таких систем, в частности систем мониторинга на КС «Добрянская», КС «Арская» и др. [4]. Одним из основных технических решений, позволившим создать стабильно работающую систему мониторинга НДС ТПО КС, стало применение в ее составе средств измерений, встраиваемых непосредственно в трубопровод. Среди таких средств наиболее известна «интеллектуальная вставка», состоящая из измерительного патрубка, изготовленного в заводских условиях из металла того же класса прочности, что и сопрягаемый трубопровод, установленных на него датчиков деформации, температуры и др., средств обработки

и передачи сигналов с датчиков измерительного патрубка [5].

Нельзя не отметить, что в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию систем мониторинга НДС ТПО КС помимо установки и наладки «интеллектуальных вставок» осуществлялся также монтаж волоконно-оптических датчиков деформации в полевых условиях [4]. Несмотря на то что погрешность измерений датчиками, установленными в полевых условиях, укладывалась в заданные требования, она оказалась значительно выше погрешности измерения датчиками, установленными в заводских условиях. В результате проведенных исследований было предложено следующее техническое решение: построение систем мониторинга на базе встраиваемых в состав трубопровода «интеллектуальных элементов» (ИЭ) – отвода, тройника, катушки (вставки), изготавливаемых в заводских условиях. Основные преимущества такого подхода – это возможности:

- контроля НДС металла труб начиная с этапа монтажа в трубопровод;
- установки и последующей тарировки средств измерений в заводских условиях;
- проведения испытаний средств измерений, позволяющих подтвердить заявляемую прочность и уровень их надежности.

Безусловно, данное техническое решение также не лишено недостатков, основным из которых является увеличение стоимости систем мониторинга, обусловленное увеличением числа технологических операций при изготовлении элементов ТПО, усложнением процедур транспортировки и хранения и т.п. При этом результаты опытной эксплуатации системы мониторинга на КС «Добрянская» показали, что осуществлять монтаж датчиков и сборку ИЭ возможно и в полевых условиях, однако при этом будет происходить неизбежное снижение точности измерений.

Риск-ориентированный подход позволяет оценить применимость обоих названных выше вариантов систем мониторинга ТПО [6]. Согласно данному подходу, использование систем на базе ИЭ может быть целесообразно для объектов, аварии на которых способны привести к значительному ущербу, а также для тех объектов, где высока вероятность аварийных отказов по причине непроектного положения трубопроводов.

Для создания систем мониторинга на базе ИЭ необходимо разработать:

- конструкцию новых ИЭ (тройник, отвод) с определением необходимого количества и мест установки датчиков;
- унифицированные проектные решения систем мониторинга для снижения трудоемкости установки ИЭ в ТПО КС различных конфигураций;
- программное обеспечение сбора и обработки данных, поступающих с ИЭ;
- регламент эксплуатации систем мониторинга на базе ИЭ для персонала.

Опыт разработки систем мониторинга однозначно свидетельствует о том, что решение двух первых задач необходимо осуществлять комплексно. Как уже отмечалось, не существует методов и средств неразрушающего контроля, позволяющих достоверно оценить НДС ТПО КС по всей протяженности трубопроводов, что обуславливает необходимость применения расчетно-экспериментальных методов, сущность которых заключается в использовании в качестве граничных условий для математических моделей ТПО КС результатов экспериментальных измерений деформаций (напряжений) в отдельных точках конструкции, а также определенных экспериментально нагрузок и воздействий.

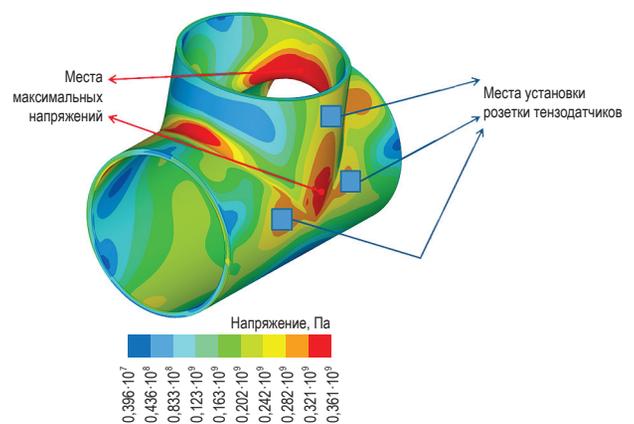
На этапе разработки конструкции ИЭ и отработки унифицированных проектных решений осуществлялось математическое моделирование типовых конструкций обвязок КС и различных режимов их эксплуатации с целью определения оптимального количества и мест установки интеллектуальных элементов, а также необходимого количества и мест установки датчиков на самих ИЭ. Результаты расчетных экспериментов подтвердили необходимость разработки новых ИЭ, поскольку вне зависимости от конструкции ТПО КС наиболее нагруженными элементами трубопроводов оказались тройники и отводы. Кроме того, выявлено, что монтаж датчиков на ИЭ невозможно произвести в области максимальных деформаций по целому ряду причин:

- 1) труднодоступности этих областей, так как они находятся на внутренней поверхности ИЭ;
- 2) конструктивных особенностей ИЭ;
- 3) высокой вероятности ошибки при монтаже, поскольку зоны максимальных деформаций являются и местами максимальных их градиентов.

На основании проведенных исследований предложено установку датчиков деформации осуществлять в областях с минимальным градиентом деформаций, наиболее близко расположенных к зонам концентрации напряжений, а максимальные напряжения определять расчетным путем на основании показаний установленных датчиков. В качестве примера реализации такого решения на рис. 1 показаны области максимальных напряжений и места установки датчиков на ИЭ – тройнике. Максимальные деформации, напряжения, а также действующие на элемент нагрузки получены расчетным путем. Для этого выполнена серия численных экспериментов методом конечных элементов для оценки поля НДС тройников при различных приложенных граничных условиях (сообразно принципу Сен-Венана прикладывались различные сочетания 18 возможных нагружающих факторов, пределы изменения которых брались на основании результатов полевых экспериментальных исследований на эксплуатируемых КС). По результатам моделирования ТПО КС различных конфигураций также определены основные технические требования к датчикам деформации, входящим в конструкцию интеллектуального тройника.

Следующей ключевой задачей, решенной при создании системы мониторинга на базе ИЭ, стала разработка программного обеспечения сбора и обработки данных, поступающих с ИЭ. Структурная схема разработанного алгоритма сбора, обработки и предоставления данных представлена на рис. 2.

Разработанный алгоритм реализован в прикладном программном обеспечении.



**Рис. 1. Места установки датчиков и области максимальных напряжений в тройнике**

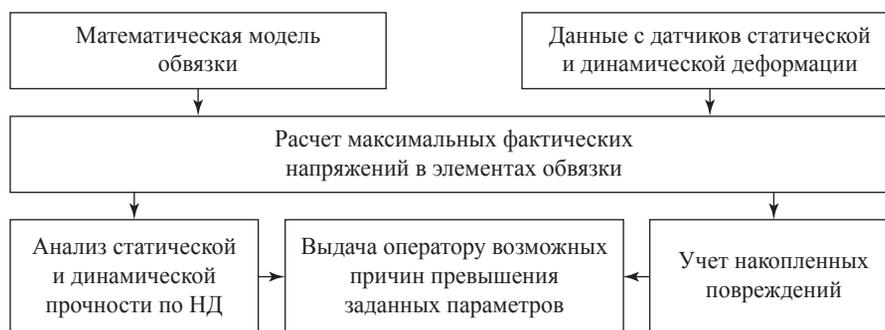


Рис. 2. Структурная схема алгоритма сбора, обработки и предоставления данных: НД – нормативная документация

Структурная схема созданного программного комплекса представлена на рис. 3. Центральным звеном комплекса является база данных (БД), которая обеспечивает хранение всех данных и быстрый доступ для всех разрабатываемых подсистем. За получение данных из системы сбора данных отвечает web-сервис приема данных. После получения данных сервис приема данных запускает алгоритмический модуль, который производит расчеты по описанному ранее алгоритму с использованием специального программного обеспечения, предназначенного для решения больших систем линейных алгебраических уравнений. По окончании расчетов алгоритмический модуль осуществляет запись результатов в БД.

Модуль интеграции с ANSYS представляет собой задачу, запускаемую периодически по расписанию, которая осуществляет:

- а) чтение данных из БД с результатами решения;
- б) подготовку настроечного файла;
- в) запуск программного комплекса ANSYS и передачу ему настроечного файла.

АРМ системы построены в виде web-приложения, доступного только из внутренней сети. Данное приложение производит периодический опрос базы и представление

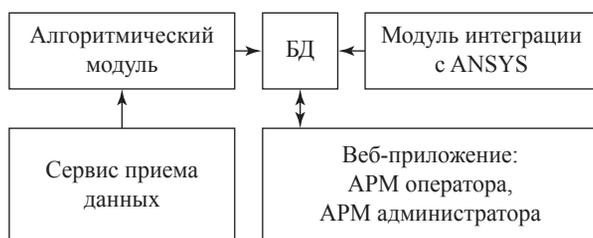


Рис. 3. Структурная схема программного модуля «МОРЕС»: АРМ – автоматизированное рабочее место

данных мониторинга в виде текстовой информации, графиков и интерактивных 3D-моделей. Подобная архитектура позволяет не хранить лишние данные, полученные с датчиков, и не тратить время на их запись, за счет чего обеспечивается гораздо более низкая инерция информационной системы.

С целью апробации предложенных технических решений, алгоритмов и разработанного программного комплекса на территории завода ЗАО «Газкомполит» проведены стендовые испытания ИЭ – тройника (рис. 4). В процессе стендовых испытаний ИЭ подвергался нагружению внутренним давлением и изгибающим моментом по предварительно разработанной программе испытаний. В процессе нагружения тройника регистрировались показания волоконно-оптических датчиков деформации, измерялись показания манометров и динамометров.

При камеральной обработке результатов стендовых испытаний выполнено сравнение заданных на стенде значений нагрузок со значениями, полученными по разработанному



Рис. 4. ИЭ (тройник) в составе испытательного стенда

Сопоставление результатов измерений нагрузки с расчетными данными для этапа нагружения изгибающим моментом

Нагрузка	Измерение	Расчет	Погрешность, %	Измерение	Расчет	Погрешность, %	Измерение	Расчет	Погрешность, %
Давление, МПа	0	0,10	–	2,52	2,40	5	5,02	4,89	3
Сила, кН	50,00	58,00	16	50,00	55,00	10	50,00	60,00	20
Давление, МПа	0	0,08	–	2,48	2,37	4	5,01	4,88	3
Сила, кН	100,00	102,00	2	100,00	104,00	4	100,00	107,00	7
Давление, МПа	0	0,09	–	2,50	2,41	4	5,02	4,92	2
Сила, кН	150,00	158,00	5	150,00	155,00	3	150,00	157,00	5
Давление, МПа	0	0,07	–	2,48	2,38	4	5,00	4,86	3
Сила, кН	200,00	185,00	8	200,00	190,00	5	200,00	200,00	0

алгоритму обработки данных датчиков деформации, проверена работоспособность программно-аппаратного комплекса сбора и обработки данных с волоконно-оптических датчиков деформации.

Сравнения результатов измерений и расчета давления и изгибающей силы для одного из этапов испытаний (нагружение изгибающим моментом при отсутствии давления) приведено в таблице. Результаты стендовых испытаний показали, что относительная погрешность расчетных и измеренных значений не превышает 20 %. Наилучшее совпадение обнаружилось на этапе нагружения давлением, что обусловлено высокой чувствительностью всех датчиков к приложенной нагрузке (давлению). Наблюдаемые на этапах нагружения силами (моментами) значительные погрешности при расчетной оценке усилия связаны со слабым влиянием сил, приложенных в процессе испытания, на деформированное состояние тройника и, как следствие, высоким относительным «весом» погрешности измерений и монтажа датчиков.

На основании результатов стендовых испытаний для изготовленного ИЭ определены поправочные коэффициенты, которые затем внесены в расчетные алгоритмы для определения нагружающих сил и давления. После корректировки алгоритмы обработки данных показали работоспособность и точность определения нагрузок (до 2 % по давлению и до 9 % по силам).

### Список литературы

1. Ряховских И.В. Модель системы управления целостностью технологических трубопроводов компрессорных станций в условиях неполноты данных об их техническом состоянии / И.В. Ряховских, В.В. Подольская, А.А. Каверин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 4. – С. 67–78.
2. Ангалева А.М. Диагностическое обслуживание магистральных газопроводов / А.М. Ангалева, Б.Н. Антипов, С.П. Зарицкий и др. – М.: Макс Пресс, 2009. – 112 с.
3. Ляпичев Д.М. Современные подходы к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций / Д.М. Ляпичев, Б.Л. Житомирский // Газовая промышленность. – 2016. – № 11. – С. 46–53.
4. Ляпичев Д.М. Мониторинг технического состояния газопроводов / Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 216 с.
5. Патент на изобретение № 2247958 С2 Российская Федерация, МПК G01M5/00 G01M7/00. Способ дистанционного контроля и диагностики состояния конструкции и инженерных сооружений и устройство для его осуществления: № 2003108428/28: заявл. 28.03.2003; опубл. 10.03.2005; бюл. № 7 / О.Т. Прохожаев, Н.Г. Петров, И.Ф. Егоров и др. – 7 с.
6. Бородин В.И. Применение риск-ориентированного подхода к оценке необходимости и целесообразности установки систем мониторинга технического состояния трубопроводов / В.И. Бородин, Р.Е. Шепелев, Д.М. Ляпичев // Газовая промышленность. – 2018. – № 1. – С. 60–63.

## Outlooks for application of pipe connectors with integral measuring instruments for monitoring stress-strain behavior of process pipelines

D.M. Lyapichev<sup>1\*</sup>, M.M. Admakin<sup>2</sup>, M.G. Poletayev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Orgenergogaz JSC, Bld. 11, Luganskaya street, Moscow, 115304, Russian Federation

\* E-mail: D\_Lyapichev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article shows that designing and implementation of the systems for continuous automated monitoring of the technical status of the process pipelines at the compressor stations are promising in respect to perfection of their diagnostic support. These systems will rise reliability of the compressor stations in general.

Relevance of a worked out smart-chip architecture for systems aimed at monitoring of the stress-strain behavior of the process pipelines at compressor stations was confirmed by calculations and tests. Improvement of validity (error is less than 10% per components) of the stress-strain behavior estimations for the process pipelines in case of the prefabricated installation of the inline measuring instruments was substantiated theoretically and experimentally.

**Keywords:** trunk gas pipeline, compressor station, process pipeline, diagnostic inspection, stress-strain behavior, inline measuring instrument, smart chip.

### References

1. RYAKHOVSKIKH, I.V., V.V. PODOLSKAYA, A.A. KAVERIN. Model of process pipelines integrity management system for gas compressor stations in situation of incomplete information about their technical status [Model sistemy upravleniya tselostnostyu tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy v usloviyakh nepolnoty dannykh ob ikh tekhnicheskoy sostoyanii]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftgazovogo Kompleksa*, 2020, no. 4, vol. 67–78. ISSN 1999-6934. (Russ.).
2. ANGALEV, A.M., B.N. ANTIPOV, S.P. ZARITSKIY, et al. *Diagnostic maintenance of trunk gas pipelines* [Diagnosticheskoy obsluzhivaniye magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Maks Press, 2009. (Russ.).
3. LYAPICHEV, D.M., B.L. ZHITOMIRSKIY. Modern approaches to the organization of monitoring of stress strain behavior of process pipelines and compressor plants [Sovremennyye podkhody k organizatsii monitoringa napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2016, no. 11, pp. 46–53. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. LYAPICHEV, D.M., A.S. LOPATIN. *Monitoring of technical status of gas pipelines* [Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya gazoprovodov]. Moscow: National University of Oil and Gas «Gubkin University», 2021. (Russ.).
5. DOCHERNEE OTKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHCHESTVO DAO «ORGEHNERGOGAZ». *Method and device for remote testing of structures*. Inventors: PROKHOZHAYEV, O.T., N.G. PETROV, I.F. YEGOROV, et al. 10 March 2005. Appl.: 28 March 2003. RU 2247958 C2.
6. BORODIN, V.I., R.Ye. SHEPELEV, D.M. LYAPICHEV. Application of risk-based approach to estimation of necessity and expediency to install systems for monitoring technical status of pipelines [Primeneniye risk-orientirovannogo podkhoda k otsenke neobkhodimosti i tselesoobraznosti ustanovki system monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya truboprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 1, pp. 60–63. ISSN 0016-5581. (Russ.).

## К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИИ

УДК 620.194:004.94

### Моделирование коррозионно-механического разрушения трубной стали

С.А. Жедулов<sup>1\*</sup>, А.Б. Арабей<sup>1</sup>, И.В. Ряховских<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: S\_Zhedulov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В настоящей статье исследована взаимосвязь переменных нагрузок, имитирующих работу магистральных газопроводов (МГ) на протяжении 30 лет, с развитием трещин различной глубины в трубах, изготовленных из малоуглеродистой стали X70. Для изучения динамики развития трещин в модельных металлических образцах труб из стали X70 со стресс-коррозионными (КРН) трещинами и искусственными дефектами (пропилами) проведены испытания на 4-точечный изгиб по методике ПАО «Газпром». Представлены результаты испытаний стальных образцов с трещинами КРН и пропилами различной глубины. Методами металлографии выполнено исследование морфологии растрескивания материала труб с учетом структуры материала. Металлографические исследования трещин свидетельствуют, что без воздействия электролита признаки развития трещин глубиной до 40 % от толщины стенки трубы отсутствуют.

Результаты исследований могут быть полезны для разработки современных малозатратных технологий ремонта, основанных на переизоляции и локальном усилении труб, а также формирования требований к средствам неразрушающего контроля трубопроводов.

В настоящее время актуальной задачей длительной эксплуатации большого числа стальных конструкций и деталей, испытывающих на себе различные механические нагрузки и воздействия в сочетании с активной средой, является предотвращение коррозионного растрескивания под напряжением (КРН, *англ.* stress corrosion cracking). В нашей стране указанное явление коррозионно-механического разрушения, называемое также стресс-коррозией, наиболее характерно для газопроводов со сроками эксплуатации 20 лет и более [1–10].

В газовой промышленности процесс реализуется на трубах большого диаметра 1020...1420 мм, выполненных из отечественных малоуглеродистых сталей контролируемой прокатки класса прочности K60 или из их зарубежных аналогов категории прочности X70. Большинство исследователей признано, что повреждения КРН глубиной до 20 % от толщины стенки трубы (это примерно 95 % от общего количества выявляемых дефектов КРН) не развиваются при переменных и статических нагрузках, соответствующих нормативам при эксплуатации магистральных газопроводов (МГ), без воздействия грунтового электролита [11–15]. При этом закономерности роста и развития таких трещин из эксплуатационных дефектов КРН даже на моделях – искусственных концентраторах напряжений – в условиях переменных нагрузок без электролита остаются не изученными.

В рамках развития концепции безопасной эксплуатации МГ с малыми дефектами КРН без доступа электролита становится актуальным изучение возможного риска развития таких дефектов в результате воздействия эксплуатационных переменных нагрузок. В этой связи стоит задача определения пороговых значений нагрузок и размеров трещин, при которых возможен их рост в материале газопроводных труб в условиях отсутствия электрохимической составляющей процесса КРН. Исследования следует выполнять при нагрузках, моделирующих переменные растягивающие

**Ключевые слова:** трубная сталь, коррозионное растрескивание под напряжением, переменная нагрузка, трещина, напряженно-деформированное состояние, переизоляция.

кольцевые напряжения, обусловленные изменением внутреннего давления газа за 30 лет эксплуатации МГ.

В вышеозначенных целях методом 4-точечного чистого изгиба в рабочей части модельных образцов исследовался процесс зарождения и развития трещин из дефектов КРН и пропилов.

### Объекты и методы исследований

**Трубная сталь.** Образцы для проведения исследования вырезались из трубы диаметром 1420 мм при толщине стенки 16,5 мм, произведенной (ТУ 56-72/73) компанией Mannesmann из стали категории прочности X70 и эксплуатировавшийся в составе МГ в течение 33 лет. Всего изготовили шесть модельных образцов, два из которых имели трещины КРН, три – пропилы, нанесенные на внешнюю поверхность с помощью гравировочного инструмента Dremel 3000-5/75, один образец использовался как тарировочный. Параметры дефектов приведены в табл. 1.

Модельные образцы (рис. 1) не выпрямлялись и не обрабатывались по толщине для

сохранения исходного состояния и кривизны поверхности трубы. Боковая поверхность образцов с ранее образованными дефектами КРН и в местах пропилов перед испытаниями была подготовлена шлифовкой и полировкой до зеркального состояния для контроля развития трещин.

**Испытания на 4-точечный изгиб.** Схема нагрузки образцов в процессе испытания формировалась на основании данных из журнала регистрации режимов эксплуатации. За основу расчета принят спектр колебаний давления за 1 год (рис. 2) на участке с 1594-го по 1700-й километр МГ Уренгой – Новопсков, в составе которого эксплуатировалась исследуемая труба.

По результатам анализа спектра колебаний давления на МГ установлено, что в течение 1 года материал трубы испытывает следующее количество циклов нагружения относительно среднеарифметического значения давления  $P_{\text{сред}} = 6,45$  МПа:

- 3 отнулевых, связанных с плановыми или внеплановыми отключениями участка МГ, например, для выполнения ремонтных работ (рис. 3);

Таблица 1

### Параметры модельных образцов с дефектами для испытаний переменными нагрузками

№ образца	Размеры образца, мм	Размеры дефекта, мм	Тип дефекта
1а	305×62×16,5	11,6×0,19×8,27	КРН
1б		11,6×0,19×7,71	
2	332×65×16,6	12,7×0,07×5,64	Искусственный пропил
3	326×58,5×16,5	25,4×0,7×4,95	
4	331×62×16,5	26×0,7×6,6	
5	330×66×16,5	25,6×0,7×8,2	

Примечание: размеры образца (обр) и дефекта (деф) указаны в формате  $l_i \times b_i \times a_i$ , где  $l_i$  – длина,  $b_i$  – ширина,  $a_i$  – толщина (для образца) либо глубина (для дефекта),  $i = \{\text{обр; деф}\}$ .

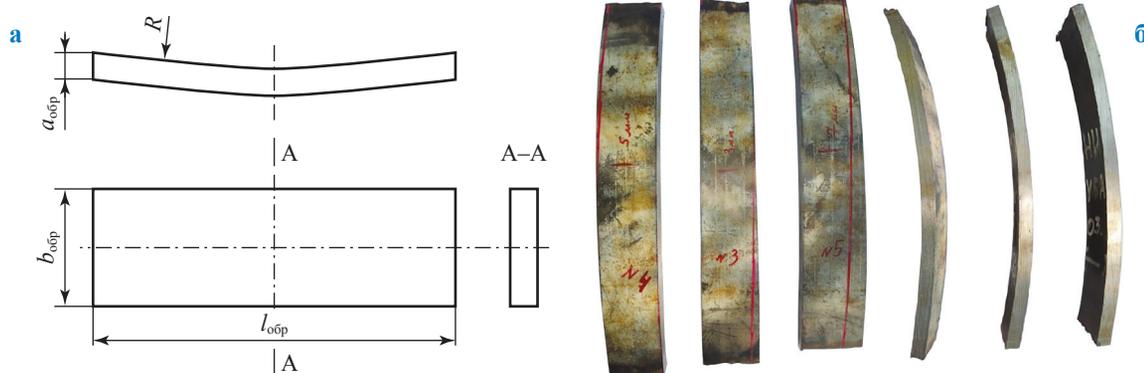
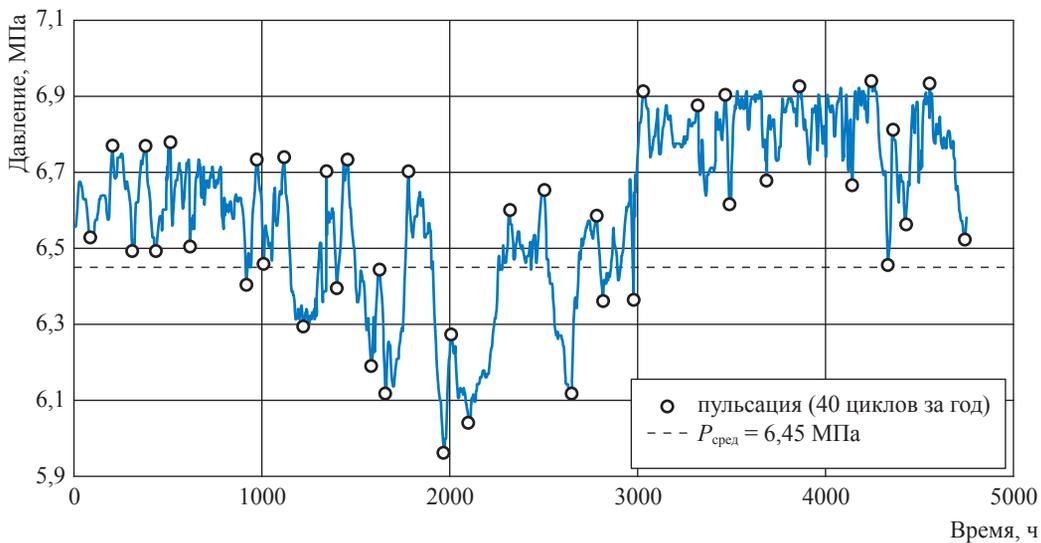
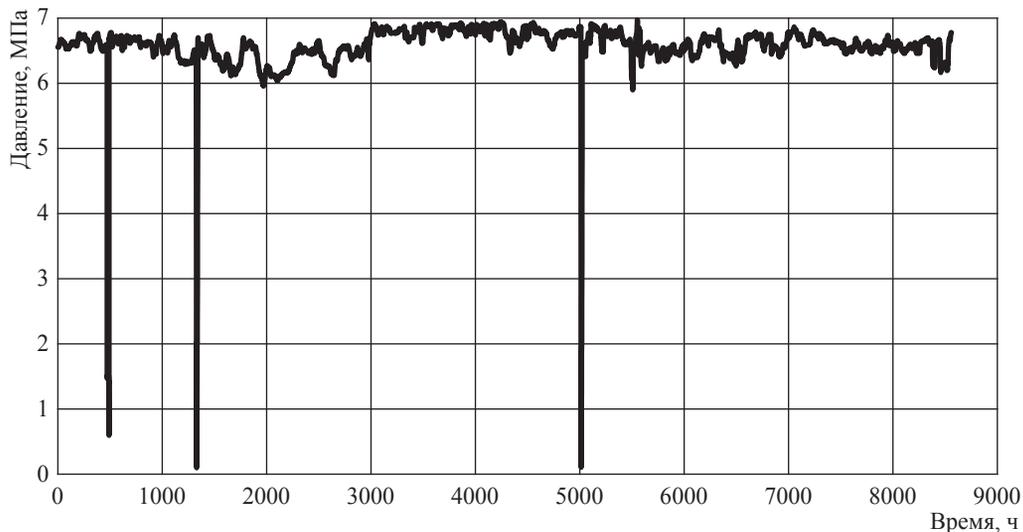


Рис. 1. Геометрия (а – схема; б – внешний вид) модельного образца после технологической обработки:  $R$  – радиус кривизны образца



**Рис. 2. Спектры колебания давления на участке с 1594-го по 1700-й км МГ Уренгой – Новопсков**



**Рис. 3. Общий вид спектра колебаний давления участка МГ, по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**

- 40 пульсационных (см. рис. 2) с амплитудой в диапазоне 3...15 % от значения рабочего давления  $P_{\text{раб}}$ .

Учитывая случайный характер выбора изучаемого периода эксплуатации, можно считать, что общее число циклов нагружения за весь срок эксплуатации газопровода – 30 лет – близко к 1300. Предел выносливости малоуглеродистых сталей составляет не менее  $10^5$  циклов [16]. Таким образом, можно исключить усталость из круга причин появления трещин на исследуемой трубе и быть уверенными в их стресс-коррозионном происхождении.

Испытания модельных образцов осуществлялись на электромеханической машине Instron-5882 с оснасткой для 4-точечного чистого изгиба (рис. 4), позволяющей создавать у рабочей поверхности трубы напряженно-деформированное состояние (НДС), подобное эксплуатационному в материале труб.

Планом лабораторных испытаний предполагалось определение времени образования и скорости роста новых трещин из искусственно нанесенных концентраторов (пропилы) при профиле переменной нагрузки, эквивалентном эксплуатационному: начало и конец по одному циклу вариации давления от  $0,1\sigma_{0,2}$  до  $0,7\sigma_{0,2}$

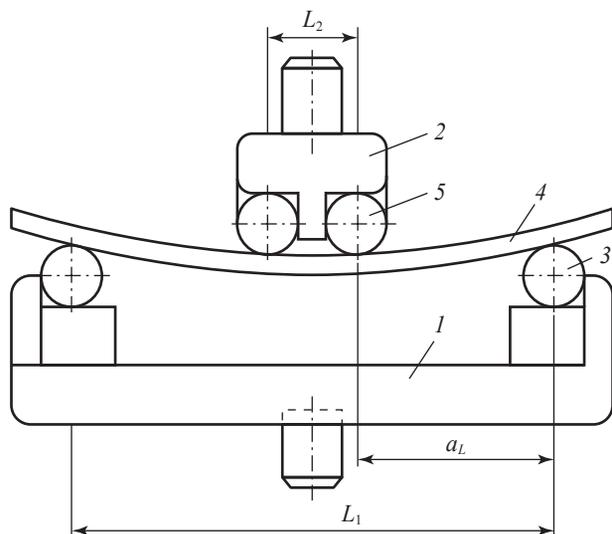


Рис. 4. Общий вид приспособления для испытания модельных образцов на чистый изгиб:

1 – нижняя опора; 2 – верхняя опора; 3 – нижний опорный ролик; 4 – образец; 5 – верхний опорный ролик;  $a_L$  – расстояние от опоры до точки приложения усилия;  $L_1, L_2$  – расстояния между нижними опорами и между верхними опорами соответственно

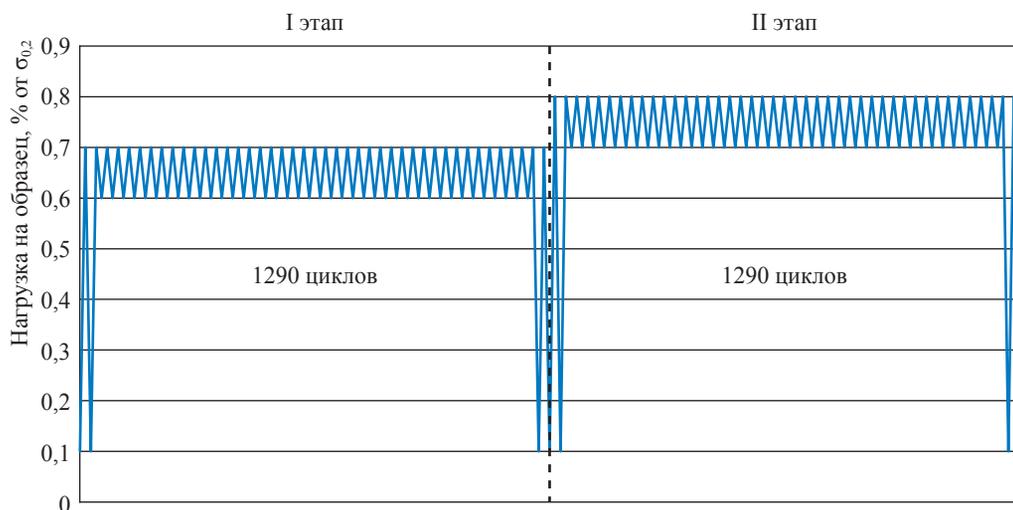


Рис. 5. Схематичный график двух этапов испытаний модельных образцов на 4-точечный чистый изгиб с разными профилями нагрузок

и 1290 циклов вариации давления от  $0,6\sigma_{0,2}$  до  $0,7\sigma_{0,2}$ , где предел текучести  $\sigma_{0,2} = 440$  МПа (рис. 5). На образцах с дефектами КРН изучалась кинетика развития трещин.

Для наблюдения за процессом роста трещины во время испытаний использовали аппаратный оптический комплекс VIC-3D, отслеживающий с использованием видеокамер высокого разрешения в режиме реального времени изменение положения реперных точек из специальной краски, нанесенной на боковую поверхность образца в зоне трещины. Смещение реперных точек регистрировалось и передавалось на компьютер, где в процессе программной обработки выполнялся расчет показателей деформаций и напряжений. Кроме этого, после каждого этапа испытаний с помощью микроскопа проводился оптический контроль отшлифованных зон с трещинами и пропилами.

Численная оценка НДС материала в процессе испытаний выполнялась на основе показаний датчиков нагрузки, установленных на испытательной машине Instron-5882. Для этого рассчитывали коэффициент интенсивности напряжений ( $K_I$ ) в вершине естественной трещины с использованием выражения [17], модифицированного для схемы 4-точечного изгиба:

$$K_I = \frac{3Fa_L}{b_{обр}a_{обр}^2} \sqrt{\pi l_{деф}} \left( 2,9 \left( \frac{a_{деф}}{b_{обр}} \right)^{\frac{1}{2}} - 4,6 \left( \frac{a_{деф}}{b_{обр}} \right)^{\frac{3}{2}} + 21,8 \left( \frac{a_{деф}}{b_{обр}} \right)^{\frac{5}{2}} - 37,6 \left( \frac{a_{деф}}{b_{обр}} \right)^{\frac{7}{2}} + 38,7 \left( \frac{a_{деф}}{b_{обр}} \right)^{\frac{9}{2}} \right), \quad (1)$$

где  $F$  – нагрузка, прикладываемая к образцу;  
 $l_{\text{деф}}$  – длина образца.

Для образцов с пропилом  $K_I$  рассчитан по формуле:

$$K_I = 1,12 \frac{\sigma}{\Phi} \sqrt{\pi a_{\text{деф}}}, \quad (2)$$

где  $\Phi = \int_0^{\pi/2} \left( 1 - \frac{l_{\text{деф}}^2 - a_{\text{деф}}^2}{l_{\text{деф}}^2} \sin^2 \varphi \right) d\varphi$ ;  $\sigma$  – напряже-

ние, прикладываемое к образцу;  $\varphi$  – угол между осью растягивающих напряжений и направлением трещины [18].

**Металлографический анализ.** Микрошлифы из дефектных и бездефектных образцов исследовались на микроскопе МЕТАМ РВ-21-1 для установления характера распространения и фиксирования параметров трещин.

### Экспериментальные результаты и их обсуждение

**Характеристики исследуемой стали.** Химический состав исследуемой трубной стали (табл. 2), определенный методом спектрального анализа на эмиссионном спектрометре Spectro Lab S, соответствует требованиям ТУ 56-72/73, по которым была изготовлена исследуемая труба.

**Моделирование НДС.** С целью оценки характера НДС, приобретаемого образцом в процессе испытаний, осуществлено предварительное моделирование нагружения образцов (см. рис. 1) в программном комплексе ANSYS, воспроизводящем на рабочей поверхности образца уровень напряжений, соответствующий кольцевым напряжениям вследствие эксплуатационного давления в газопроводе. Результаты моделирования (рис. 6) иллюстрируют равномерное и близкое к НДС эксплуатируемой трубы распределение напряжений в исследуемом участке образца, где планировали делать пропил.

**Испытания образцов с трещинами КРН.** Проведены три этапа испытаний модельных образцов № 1, № 2 с дефектами КРН согласно схеме на рис. 7. По итогам испытаний

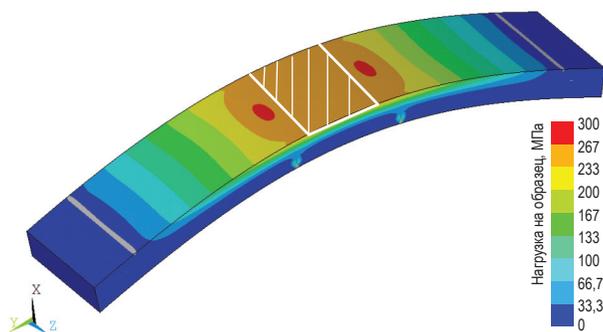


Рис. 6. Моделирование в программном комплексе ANSYS напряженного состояния в образце при усилки на опорах 19,7 кН

получены данные о перемещении ( $h$ ) нагружающей траверсы испытательной машины. Они были нормированы относительно нулевого цикла по формуле

$$\Delta h_i^{\text{норм}} = \frac{h_i^{\text{нач}} - h_i^{\text{кон}}}{\Delta h_0}, \quad (3)$$

где  $\Delta h_i^{\text{норм}}$  – относительное перемещение захватов испытательной машины за  $i$ -й цикл;  $h_i^{\text{нач}}$  и  $h_i^{\text{кон}}$  – координаты начального и конечного положений нагружающей траверсы соответственно при минимальном и максимальном напряжении в  $i$ -м цикле;  $\Delta h_0$  – разница в положениях нагружающей траверсы в нулевом цикле. Графическое представление полученных нормированных значений (см. рис. 7) позволило определить момент страгивания и начала роста трещины.

Развитие (страгивание) трещины на образце № 1, зафиксированное на 3-й ступени после 1400 циклов, привело к изменению прочностных характеристик конструкции, в результате чего уменьшилось сопротивление 4-точечному изгибу, что на графике (см. рис. 7) выразилось в появлении точки перегиба.

Визуально-измерительный контроль, использованный в процессе циклических испытаний, позволил непрерывно следить за перемещением точек на боковой поверхности образца № 1 (рис. 8). Показны области с разной

Таблица 2

### Химический состав исследуемой трубной стали

Массовая доля, %	Элемент									
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	V	Nb
Spectro Lab S	0,17	0,32	1,66	0,023	0,006	0,01	< 0,003	0,009	< 0,001	0,043
ТУ 56-72/73	≤ 0,19	≤ 0,50	≤ 1,65	≤ 0,030	≤ 0,025	≤ 0,10	–	≤ 0,10	–	–

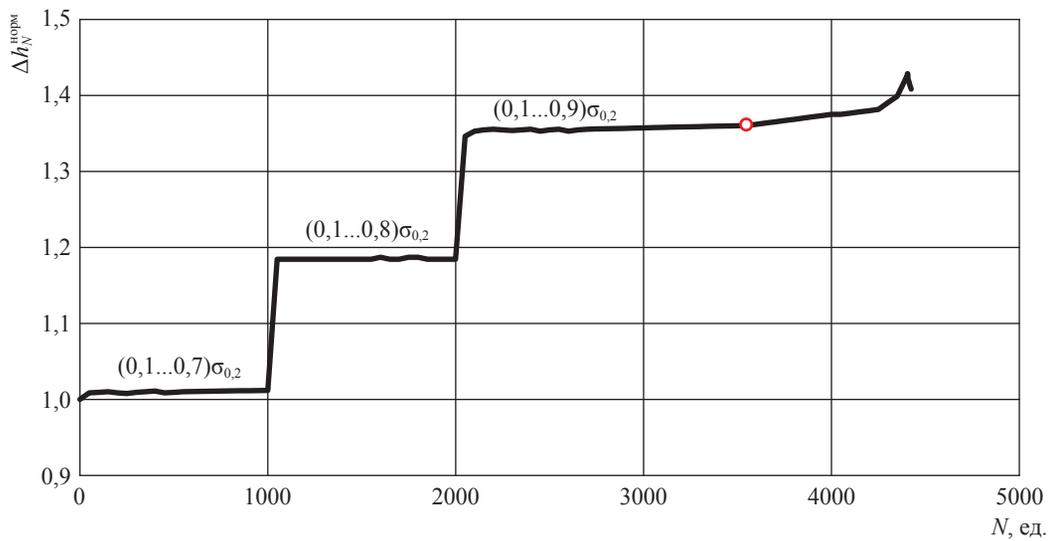


Рис. 7. Графическое представление зависимости относительного перемещения захватов испытательной машины  $\Delta h_N^{\text{норм}}$  от количества циклов  $N$  при испытаниях модельного образца № 1

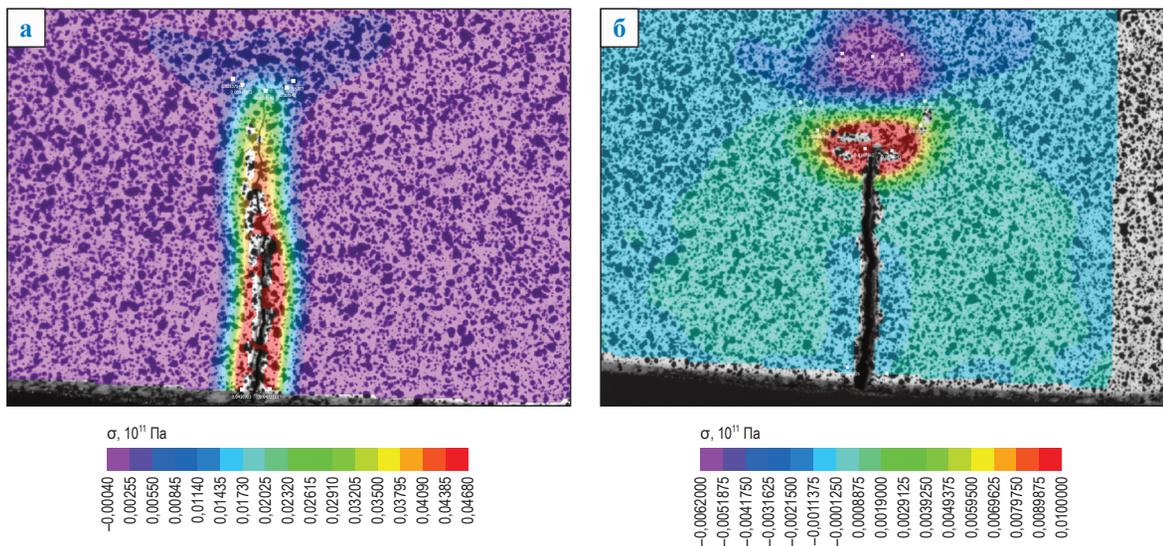


Рис. 8. Деформация по осям  $Z$  (а) и  $Y$  (б) после 1000 циклов с нагрузкой 19,7 кН (а) и 22,7 кН (б)

степень нагружения. Для регистрации картины деформаций (2D) использовалась цифровая камера. Затем изображения обрабатывались с субпиксельной точностью с помощью алгоритмов количественной корреляции изображений. Для каждой точки (пикселя) изображения объекта вычислялись перемещения и соответствующие компоненты деформации, которые затем отражали в программе степень деформации материала в заданной точке цветом: красным – области с высокой степенью деформации; зеленым – области, деформация которых составляет половину максимального

значения деформаций в материале; фиолетовым – области без деформаций.

Перед проведением испытаний поверхность объекта покрывалась специальной краской и представляла собой структуру, содержащую случайное распределение объектов различной формы (черных точек), нанесенных на основе контрастного к ним цвета – белого фона. Видно (см. рис. 8), что по оси  $Z$  в образце присутствовали значительные деформации. Соответственно, можно заключить, что максимальная деформация по оси  $Y$  локализована в области наибольшей концентрации

напряжений, а именно в вершине трещины. К тому же область без деформации находится прямо над вершиной трещины (см. фиолетый цвет на рис. 8).

Фиксирование прироста трещины в глубину в процессе испытаний осуществлялось путем постоянного контроля боковой поверхности образца с помощью оптического микроскопа. Исходная трещина в образце № 1 распространялась перпендикулярно поверхности трубы (рис. 9) на глубину 7 мм (40 % от толщины стенки трубы). Затем, меняя направление развития под углом  $90^\circ$ , она расщеплялась на 2 ветви, достигая 8,27 мм глубины (50 % от толщины стенки трубы).

Микроскопический анализ поверхности образца № 1 показал отсутствие признаков прироста трещины после 2-й ступени нагружения, однако на 3-й ступени (размах напряжений в цикле – 44...396 МПа) произошло приращение правой и левой ветвей трещины соответственно на 1,5 и 1,7 мм в глубину под углом около  $45^\circ$ .

В процессе дальнейшего испытания образца № 1 зафиксировано продолжение развития трещин. Отметим что, трещина КРН преимущественно росла в глубину под углом  $45^\circ$  относительно поверхности трубы. Наблюдаемый на шлифе и в изломе (рис. 10, 11) характер распространения трещины, вероятно, связан со специфическими особенностями осевой зоны стенки трубы, имеющей, как правило, структурную неоднородность, унаследованную от ликвационной осевой зоны прокатной заготовки (сляба, слитка), возможно, свойственными только месту, в котором располагается изучаемая трещина.

Страгивание трещины на образце № 2 произошло после 11200 циклов при максимальном напряжении в цикле 484 МПа. В образце № 2 за первые 10000 циклов страгивания трещины не произошло, после этого нагружение образца проводили в более жестком режиме циклами с разной амплитудой. Однако это также не спровоцировало существенного роста дефекта. В результате после 11750 циклов трещина подросла в глубину почти на 3 % от своей длины. В сравнении с трещиной в образце № 1, глубина которой изначально была больше (8,27 мм), дефект в образце № 2 выдержал 17450 циклов, остановившись на глубине 6,05 мм, а глубина трещины в образце № 1 достигла 9,22 мм.

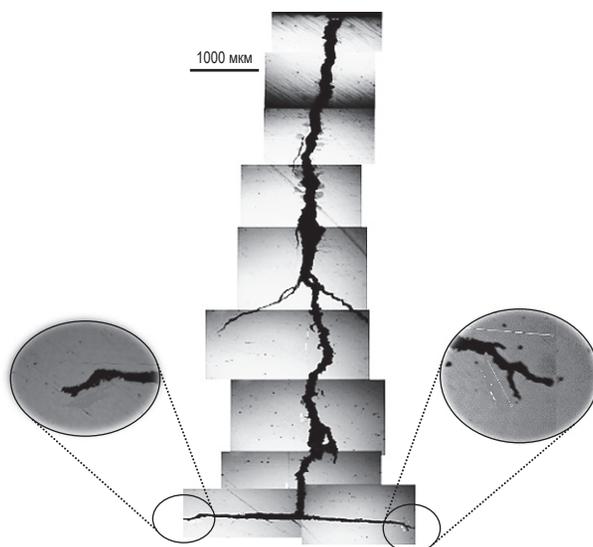


Рис. 9. Общий вид трещины и вершины ее ответвлений перед испытаниями

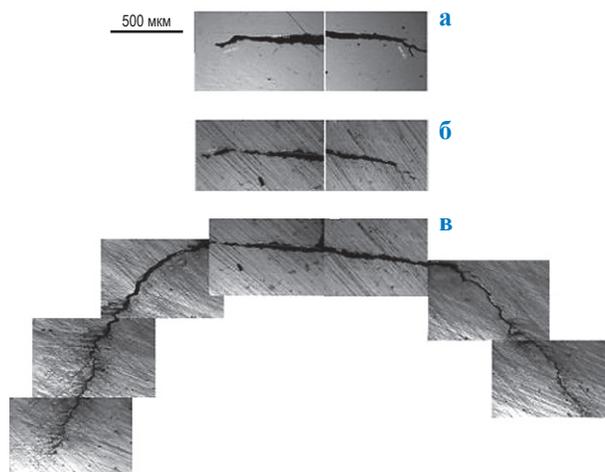


Рис. 10. Трансформация вершины естественной КРН-трещины в образце № 1 на разных этапах испытаний: а – трещина в исходном состоянии; б – после 2000 циклов; в – после 4000 циклов



Рис. 11. Излом образца № 1

Таблица 3

## Сводные результаты испытаний модельных образцов с трещиной КРН

№ образца	Напряжение страгивания трещин на III ступени испытаний, МПа	Степень	Число циклов до страгивания трещины	Общее количество циклов	Прирост трещины, мм	Общая глубина трещины, мм	Примечание
1а	396	IV	3600	4000	1,784	10,05	Левая ветвь
1б	396	IV	3600	4000	1,51	9,22	Правая ветвь
2	484	VI	11750	17450	0,32	6,05	Основная трещина

Совокупность полученных данных при испытании образцов представлена в табл. 3. Видно, что чем глубже трещина, тем меньшая нагрузка (напряжение) требуется для ее страгивания, а также и меньшее количество циклов для достижения трещиной критических размеров, при которых происходит разрушение образца. Полученные результаты ожидаемы и не противоречат принятой авторами концепции основных закономерностей развития дефектов КРН в стальных МГ. Однако данных, полученных на единичных образцах, не достаточно для обобщающих выводов о характере распространения трещин КРН. Выводы нуждаются в более весомой статистической базе.

## Искусственные пропилы

Образец № 3 с искусственным пропилом глубиной 30 % от толщины стенки трубы испытывался в 5 этапов. На каждом из этапов без зарождения трещины из пропила максимальная нагрузка в цикле увеличивалась на  $0,1\sigma_{0,2}$ . Однако, несмотря на увеличение растягивающих напряжений в области расположения дефекта, зарождения трещин не наблюдалось. Образование трещины из пропила глубиной 40 % от толщины стенки произошло после 3500 циклов на IV ступени нагружения при максимальном напряжении в цикле 484 МПа

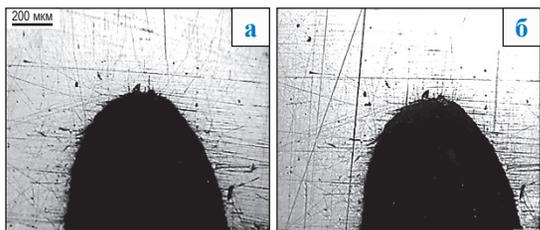


Рис. 12. Внешний вид пропила (верх) глубиной 30 % от толщины стенки модельного образца № 3: а – исходный вид; б – вид после 14100 циклов нагружения

( $1,1\sigma_{0,2}$ ). Образование трещины из пропила глубиной 50 % от толщины стенки произошло после 3100 циклов и при максимальном напряжении 396 МПа ( $0,9\sigma_{0,2}$ ). В процессе испытания модельных образцов с искусственными пропилами образование и дальнейшее развитие трещин контролировали с помощью оптического микроскопа.

Фотографии шлифов с пропилами разной глубины и трещин, образовавшихся на них в ходе циклических воздействий, представлены на рис. 12–14.

На рис. 13 показан рост трещин из пропила глубиной 40 % от толщины стенки трубы. Длина искусственного дефекта увеличивалась неравномерно, наблюдался ее резкий прирост после 8400 циклов. Очевидно, этому способствовали накопленные перед вершиной трещины микродефекты (вакансии, поры, комплексы дислокаций), уменьшающие прочностные характеристики металла в данной области [18–20].

Данные, полученные после испытаний модельных образцов № 4 и № 5 с искусственными дефектами – пропилами, из которых произошел рост трещины, представлены в табл. 4.

Прирост трещин из пропила глубиной 50 % от толщины стенки трубы после каждого этапа испытаний представлен на рис. 14. Траектория развития трещины разветвлений не имеет, она прямолинейна и ортогональна по отношению к поверхности трубы, что, возможно, указывает на усталостные причины разрушения материала.

Результаты испытаний трех образцов с искусственными дефектами (см. табл. 4) демонстрируют, что зарождение трещины в условиях проводимых испытаний было возможно только на образцах № 4 и № 5, где глубина пропила составляла 40 % и более от толщины стенки трубы. Динамика роста не имела четко выраженных

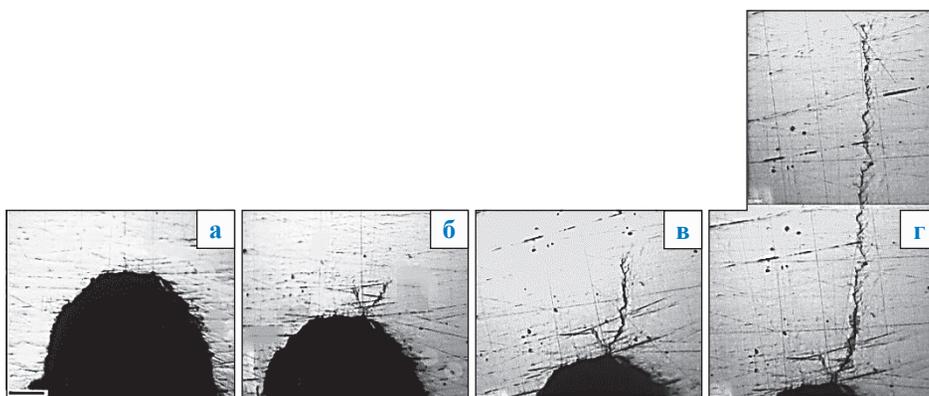


Рис. 13. Внешний вид пропила (низ) глубиной 40 % от толщины стенки модельного образца № 4: пропил в исходном состоянии (а), а также по завершении 4000 (б), 8400 (в) и 11400 (г) циклов нагружения

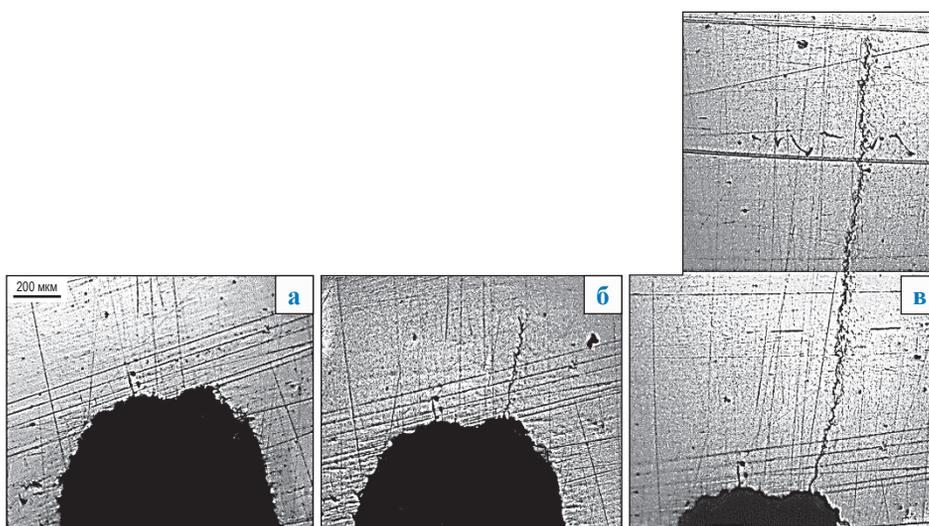


Рис. 14. Внешний вид пропила (верх) глубиной 50 % от толщины стенки модельного образца № 5: пропил в исходном состоянии (а), а также по завершении 7000 (б) и 14400 (в) циклов нагружения

Таблица 4

Сводная таблица результатов модельных испытаний образцов с пропилами

№ образца	Напряжение страгивания трещин на IV ступени, МПа	Ступень	Число циклов до страгивания трещины	Общее количество циклов	Прирост трещины, мм	Общая глубина трещины, мм	Примечание
4	396	IV	3500	11400	1,51	0,98	Правая ветвь
5	396	IV	3100	14400	0,32	1,25	Основная трещина

закономерностей, подчиняющихся какой-либо строгой зависимости.

**Влияние переменной нагрузки на скорость развития трещин в модельных образцах из стали X70 с дефектами КРН и пропилами.** Рассчитаны скорости роста трещин ( $V$ ), средние за время опыта значения коэффициента

интенсивности напряжений в вершине трещины ( $K$ ), его максимальные значения ( $K_{\max}$ ) и его изменения ( $\Delta K$ ) при постоянной амплитуде цикла (табл. 5).

Скорость роста трещин из пропилов при «пакетном» режиме циклического нагружения снижалась на 46 %. Стоит отметить,

Таблица 5

**Значения  $\Delta K$ ,  $K_{max}$ ,  $V$  в исследуемой стали X70 на воздухе  
(без воздействия коррозионной среды)**

№ образца	Степень нагружения	$V$ , мм/цикл	$K_{max}$ , Н·м <sup>-1,5</sup>	$\Delta K$ , Н·м <sup>-1,5</sup>	$V_{ср}$ , мм/цикл
1а	IV	$4,45 \cdot 10^{-3}$	77	69,3	$4,1 \cdot 10^{-3}$
1б	IV	$3,78 \cdot 10^{-3}$	69,5	62,55	
2	VI	$5,14 \cdot 10^{-4}$	56,25	50,63	$4,3 \cdot 10^{-4}$
4	IV	$5,8 \cdot 10^{-4}$	49,72	44,75	$4,88 \cdot 10^{-4}$
5	IV	$6,63 \cdot 10^{-4}$	45,48	40,93	$5,56 \cdot 10^{-4}$

что указанный режим пакетного циклического нагружения более приближен к реальным условиям эксплуатации МГ, чем испытания с постоянной амплитудой цикла, но при этом в реальных условиях эксплуатации могут быть задействованы другие факторы, влияющие на скорость развития трещины. Так, в реальных условиях частота цикла на несколько порядков ниже, чем в эксперименте:  $1,36 \cdot 10^{-6}$  и 1 Гц соответственно.

За временной промежуток в условиях эксплуатации между циклами в металле могут проходить процессы релаксации, снижающие уровень накопления микрповреждений. Кроме того, существует вероятность затупления вершины трещины под длительным действием электрохимических процессов. Перечисленные факторы способны повышать трещиностойкость стали, но они не учитывались на данном этапе исследований. Эти вопросы требуют более детального рассмотрения при изучении процессов релаксации напряжений в области трещин, учитывающего особенности металла труб, распределение остаточных напряжений, электрохимической коррозии в вершине трещины и т.д. Вместе с тем отмеченные моменты указывают на возможность большей консервативности лабораторных условий (и результатов) исследования влияния переменных нагрузок на развитие трещин в образцах относительно условий эксплуатации стальных труб в составе действующих МГ. Это минимизирует риски ошибок при использовании лабораторных результатов для принятия решений в области обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов с дефектами КРН.

В целом необходимо отметить противоречивость полученных данных, связанную с многофакторностью эксперимента, в том числе: различными типами дефектов, неоднородными режимами нагружения и малой выборкой

образцов. В то же время, важным результатом работы следует признать экспериментальное подтверждение в качестве условия начала роста трещин без контакта с грунтовым электролитом необходимость накопления весьма значительного количества циклов изменения рабочего давления, эквивалентного сотне лет эксплуатации газопроводов при самых консервативных оценках.

\*\*\*

Таким образом, в результате проведенных исследований модельных образцов труб МГ можно сделать следующие выводы.

1) страгивание трещин КРН или образование трещин из пропилов глубиной не более 40 % при испытаниях на воздухе наблюдается только при количестве циклов нагружения более 3500 и повышенном уровне напряжений, близком к пределу текучести стали;

2) характер распространения реальных трещин КРН и трещин, образовавшихся из концентраторов-пропиллов, противоречив и должен быть изучен на значительной выборке образцов при менее многофакторном эксперименте. Но вместе с тем выявлена закономерная тенденция: с увеличением глубины трещины скорость ее роста увеличивается;

3) переменный режим нагружения образцов при различных амплитудах циклов нагружения, соответствующий режиму эксплуатации выбранного участка газопровода, привел к снижению средней скорости роста трещины за цикл;

4) металлографические исследования выявили различия в траектории распространения трещины КРН на начальном этапе их роста: трещины стремились к ветвлению под углом около 45°. Вместе с тем трещины, образовавшиеся из надрезов, на макроуровне росли в радиальном направлении перпендикулярно

поверхности трубы. Данное обстоятельство, вероятно, и внесло вклад в противоречивость оценки скоростей роста трещин.

Выполненные исследования модельных образцов показали, что на трубах, изготовленных из сталей категории прочности X70, непротяженные трещины глубиной до 40 % от толщины стенки трубы без доступа околотрубного электролита не способны к росту в течение значительного числа циклов нагружения,

эквивалентного накоплению реальных циклов колебаний рабочего давления газопровода за период эксплуатации не менее 100 лет. Следовательно, участки трубопровода, содержащие зоны трещин глубиной до 40 % от толщины стенки трубы, не начавших объединение в магистральные трещины, могут безопасно эксплуатироваться после ремонта, исключая электрохимическую составляющую роста трещин КРН.

## Список литературы

1. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipeline / Y.F. Cheng. – Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013. – 257 с.
2. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1–15.
3. Ряховских И.В. Комплексная методика исследования коррозионно-механических свойств малоуглеродистых низколегированных трубных сталей и оценка их стойкости против КРН: дис. ... канд. тех. наук: 01.04.07 / И.В. Ряховских. – М., 2013. – 155 с.
4. Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels: Rep. NEB, MH-2-95. – 1996. – 147 с.
5. Антонов В.Г. Исследование условий и причин коррозионного растрескивания труб магистральных газопроводов / В.Г. Антонов, А.В. Балдин, З.Т. Галиуллин и др. – М.: ВНИИЭгазпром, 1991. – 43 с.
6. Канайкин В.А. Разрушение труб магистральных газопроводов / В.А. Канайкин, А.Ф. Матвиенко. – Екатеринбург, 1997. – 102 с.
7. Богданов Р.И. Закономерности коррозионного растрескивания под напряжением трубной стали X70 в грунтовых электролитах с рН близким к нейтральному: дис. ... канд. хим. наук: 05.17.03/ Р.И. Богданов. – М., 2012. – 196 с.
8. Chen W. An overview of near-neutral pH stress corrosion cracking in pipelines and mitigation strategies for its initiation and growth / W. Chen // Corrosion. – 2016. – Т. 72. – № 7. – С. 962–977.
9. Овчинников И.И. Напряженно-деформированное состояние и долговечность толстостенного трубопровода в условиях воздействия неоднородного теплового поля и водородной коррозии / И.И. Овчинников // Строительная механика и расчет сооружений. – 2012. – № 4. – С. 16–20.
10. Игнатенко В.Э. Влияние катодной поляризации на скорость коррозионного растрескивания трубных сталей / В.Э. Игнатенко, А.И. Маршаков, В.А. Маричев и др. // Защита металлов. – 2000. – Т. 36. – № 2. – С. 132–139.
11. Игнатенко В.Э. Применение метода SSRT для оценки влияния состава коррозионной среды на склонность трубной стали X70 к растрескиванию под напряжением / В.Э. Игнатенко, Ю.И. Кузнецов, А.Б. Арабей и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2011. – № 9. – С. 16–28.
12. Lu J.B.T. Crack growth model for pipelines exposed to concentrated carbonate–bicarbonate solution with high pH / J.B.T. Lu, F. Song, M. Gao, et al. // Corrosion Science. – 2010. – Т. 52. – С. 4064–4072.
13. Arafin M.A. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies / M.A. Arafin, J.A. Szpunar // Corrosion Science. – 2009. – Т. 51. – С. 119–128.
14. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч. II: Кинетические закономерности и влияние условий эксплуатации на КРН трубных сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2010. – № 2. – С. 1–13.
15. Малкин А.И. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч. I: Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водных средах / А.И. Малкин, А.И. Маршаков, В.Э. Игнатенко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1–16.
16. Дарков А.В. Сопrotивление материалов / А.В. Дарков, Г.С. Шпиро. – М.: Высшая школа, 1989. – 624с.: ил.

17. Yu M. Corrosion fatigue crack growth behavior of pipeline steel under underload-type variable amplitude loading schemes / M. Yu, X. Xing, H. Zhang, et al. // *Acta Materialia*. – 2015. – Т. 96. – С. 159–169.
18. Ряховских И.В. Совершенствование методов оценки склонности газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // *Физика и химия обработки материалов*. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
19. Штремель М.А. Разрушение / М.А. Штремель. – М.: Наука, 2014. – Т. 1. – 788 с.
20. Калин Б.А. Физическое материаловедение: учеб. / Б.А. Калин. – М., 2008. – 523 с.

## Modelling stress-corrosion fracture of pipe steel

S.A. Zhedulov<sup>1\*</sup>, A.B. Arabey<sup>1</sup>, I.V. Ryakhovskikh<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: S\_Zhedulov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article examines the interrelation between the alternate loads simulating functioning of trunk gas pipelines during 30 years and the growth of cracks with diverse depths in the pipes manufactured from the low-carbon steel X70. To study dynamics of crack growth in the model samples of metallic X70 pipes having the stress-corrosion cracks and the artificial defects (namely, the grooves), the four-point bending tests were carried out according to the Gazprom's procedure. Authors present the results of testing the steel samples with cracks and grooves of different depths. The metallographic methods were applied for studying morphology of metal cracking with respect to the structure of a material. These tests showed that in case of non-exposition of an electrolytic conductor there were no any signs of the crack growth if its depth was inferior to 40% of the pipe wall thickness.

The results of the described studies could be useful for initiating original and cheap repair techniques based on resealing and local strengthening of pipes, and for formulating requirements for means of pipeline nondestructive testing.

**Keywords:** pipe steel, stress-corrosion cracking, alternate load, crack, stress-strain behavior, resealing.

### References

1. CHENG, Y.F. *Stress corrosion of pipeline*. Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013.
2. MALKIN, A.I., A.I. MARSHAKOV, V.E. IGNATENKO, et al. Processes of corrosion cracks origination and growth at steel of trunk pipelines [Protsessy zarozhdeniya i rosta korrozionnykh treshchin na stali magistralnykh truboprovodov]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, no. 2009, no. 10, pp. 1–15. ISSN 1813-7016. (Russ.).
3. RYAKHOVSKIKH, I.V. *Complex technique for studying corrosive-mechanical properties of low-carbon, low-alloyed pipe steels and estimation of their resistance to stress-corrosion cracking* [Kompleksnaya metodika issledovaniya korrozionno-mekhanicheskikh svoystv malouglerodistykh nizkolegirovannykh trubnykh staley i otsenka ikh stoykosti protiv KRN]: candidate thesis (engineering). National Research Physical Institute MEPhI. Moscow, 2013. (Russ.).
4. *Public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipeline steels*: Rep. NEB, MH-2-95. 1996.
5. ANTONOV, V.G., A.V. BALDIN, Z.T. GALLIULIN, et al. *Studying conditions and reasons for corrosion cracking of pipes integrated into trunk gas pipelines* [Issledovaniye usloviy i prichin korrozionnogo rastreskivaniya trub magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: VNIIEgazprom, 1991. (Russ.).
6. KANAYKIN, V.A., A.F. MATVIYENKO. *Degradation of pipes within trunk gas pipelines* [Razrusheniye trub magistralnykh gazoprovodov]. Yekaterinburg, 1997. (Russ.).
7. BOGDANOV, R.I. *Consistent patterns for corrosion cracking of X70 pipe steel within ground-based electrolytes with near-neutral pH* [Zakonomernosti korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem trubnoy stali X70 v gruntovykh elektrolitakh s pH blizkim k neytralnomy]. Candidate thesis (chemistry). Moscow, 2012. (Russ.).
8. CHEN, W. An overview of near-neutral pH stress corrosion cracking in pipelines and mitigation strategies for its initiation and growth. *Corrosion*, 2016, vol. 72, no. 7, pp. 962–977. ISSN 0010-9312.
9. OVCHINNIKOV, I.I. Stress-strain behavior and durability of a heavy-walled pipeline subject to exposition of heterogeneous thermal field and hydrogen corrosion [Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye i dolgovechnost tolstostennogo truboprovoda v usloviyakh vozdeystviya neodnorodnogo teplovogo polya i vodorodnoy korrozii]. *Stroitel'naya Mekhanika i Raschet Sooruzheniy*, 2012, no. 4, pp. 16–20. ISSN 0039-2383. (Russ.).

10. IGNATENKO, V.E., A.I. MARSHAKOV, V.A. MARICHEV, et al. Effect of cathodic polarization on tempo of corrosion cracking of pipe steels [Vliyaniye katodnoy polyarizatsii na skorost korrozionnogo rastreskivaniya trubnykh staley]. *Zashchita Metallov*, 2000, vol. 36, no. 2, pp. 132–139. ISSN 0044-1856. (Russ.).
11. IGNATENKO, V.E., Yu.I. KUZNETSOV, A.B. ARABEY, et al. Application of SSRT method to assess impact of corrosive medium composition to X70 pipe steel liability to stress cracking [Primeneniye metoda SSRT dlya otsenki vliyaniya sostava korrozionnoy sredy na sklonnost trubnoy stali X70 k rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2011, no. 9, pp. 16–28. ISSN 1813-7016. (Russ.).
12. LU, J.B.T., F. SONG, M. GAO, et al. Crack growth model for pipelines exposed to concentrated carbonate–bicarbonate solution with high pH. *Corrosion Science*, 2010, vol. 52, pp. 4064–4072. ISSN 0010-938X.
13. ARAFIN, M.A., J.A. SZPUNAR. A new understanding of intergranular stress corrosion cracking resistance of pipeline steel through grain boundary character and crystallographic texture studies. *Corrosion Science*, 2009, vol. 51, pp. 119–128. ISSN 0010-938X.
14. MALKIN, A.I., A.I. MARSHAKOV, V.E. IGNATENKO, et al. Processes of corrosion cracks origination and growth at steel of trunk pipelines [Protsessy zarozhdenuya i rosta korrozionnykh treshchin na stali magistralnykh truboprovodov]. Pt. II: Kinetic laws and impact of operation conditions to stress-corrosion cracking of pipe steels in aqueous media [Kineticheskiye zakonomernosti i vliyaniye usloviy ekspluatatsii na KRN trubnykh staley v vodnykh sredakh]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2010, no. 2, pp. 1–13. ISSN 1813-7016. (Russ.).
15. MALKIN, A.I., A.I. MARSHAKOV, V.E. IGNATENKO, et al. Processes of corrosion cracks origination and growth at steel of trunk pipelines [Protsessy zarozhdenuya i rosta korrozionnykh treshchin na stali magistralnykh truboprovodov]. Pt. I: Modern vision of mechanisms immanent to steel corrosion cracking in aqueous media [Sovremennyye predstavleniya o mekhanizмах korrozionnogo rastreskivaniya staley v vodnykh sredakh]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2009, no. 10, pp. 1–16. ISSN 1813-7016. (Russ.).
16. DARKOV, A.V., G.S. SHAPIRO. *Strength of materials* [Soprotivleniye materialov]. Moscow: Vysshaya shkola, 1989. (Russ.).
17. YU, M., X. XING, H. ZHANG, et al. Corrosion fatigue crack growth behavior of pipeline steel under underload-type variable amplitude loading schemes. *Acta Materialia*, 2015, vol. 96, pp. 159–169. ISSN 1359-6454.
18. RYAKHOVSKIKH, I.V., T.S. YESIYEV, S.A. KOKHTEV. Perfecting methods of assessment gas-pipe steels liability to stress-corrosion cracking (stress corrosion) [Sovershenstvovaniye metodov otsenki sklonnosti gazoprovodnykh staley k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem (stress-korrozii)]. *Fizika i Khimiya Obrabotki Materialov*, 2012, no. 4, pp. 88–93. ISSN 0015-3214. (Russ.).
19. SHTREMEL, M.A. *Destruction* [Razrusheniye]. Moscow: Nauka, 2014, vol. 1. (Russ.).
20. KALIN, B.A. *Material physics* [Fizicheskoye materialovedeniye]. Moscow, 2008. (Russ.).

УДК 621.644.07:620.194.22

## Влияние неравномерности распределения остаточных и эксплуатационных напряжений в трубах на возникновение в них дефектов коррозионного растрескивания под напряжением

С.И. Погуляев<sup>1\*</sup>, И.В. Максютин<sup>2</sup>, А.С. Попков<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>2</sup> Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Сосновая, д. 4

<sup>3</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

\* E-mail: S\_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

коррозионное растрескивание под напряжением, остаточные напряжения, эксплуатационные напряжения, локальная кривизна, внутритрубное диагностирование, капитальный ремонт.

**Тезисы.** Трубы большого диаметра, применяемые при сооружении магистральных газопроводов, выполнены методом формовки из листовой стали. При операциях гибки листов и последующей их сварки неизбежно образуются зоны остаточных напряжений, которые по периметру труб распределены неравномерно. Кроме того, сам профиль такой трубы отличается от идеальной окружности с вариацией локального радиуса кривизны в большую или меньшую сторону вблизи среднего значения, равного номинальному. В различных зонах неидеального профиля трубы из-за внутреннего давления возникают отличающиеся по уровню кольцевые напряжения. Неравномерность распределения остаточных и эксплуатационных напряжений в совокупности может как ускорять, так и замедлять процесс возникновения и развития дефектов коррозионного-растрескивания под напряжением (КРН).

Вышеизложенное подтверждается измерениями локального радиуса кривизны по периметру до и после разрезки колец, вырезанных из труб магистральных газопроводов, а также результатами тензометрии. Для оценки влияния неравномерности распределения остаточных и эксплуатационных напряжений на возникновение и рост трещин КРН выполнен анализ распределения зон трещиноподобных дефектов по данным внутритрубного обследования и диагностики в шурфах с использованием наружных сканеров-дефектоскопов. Результаты анализа по одношовным и двухшовным трубам выявили зоны, вероятность наличия КРН в которых высока; эти зоны располагаются как вблизи продольного сварного шва в области подгибки кромок, так и на некотором удлинении от него.

Прямшовные трубы большого диаметра, применяемые при сооружении магистральных газопроводов (МГ), изготавливаются методом формовки из листовой стали. При операциях гибки листов, сварки и последующего их экспандирования неизбежно образуются зоны остаточных напряжений и геометрических неоднородностей, которые по периметру труб распределены неравномерно. При длительной эксплуатации труб в составе МГ из-за разрушения защитного антикоррозионного покрытия и доступа к наружной поверхности металла трубы коррозионно-активной среды возникают процессы коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), которые, естественно, должны приводить к ускоренному росту трещин в зонах, где уровень растягивающих механических напряжений высок относительно других зон, распределенных по периметру [1, 2]. С целью подтвердить вышеизложенное выполнен комплекс работ по статистической обработке данных внутритрубной диагностики (ВТД) и обследований при выполнении капитальных ремонтов (КР) участков МГ.

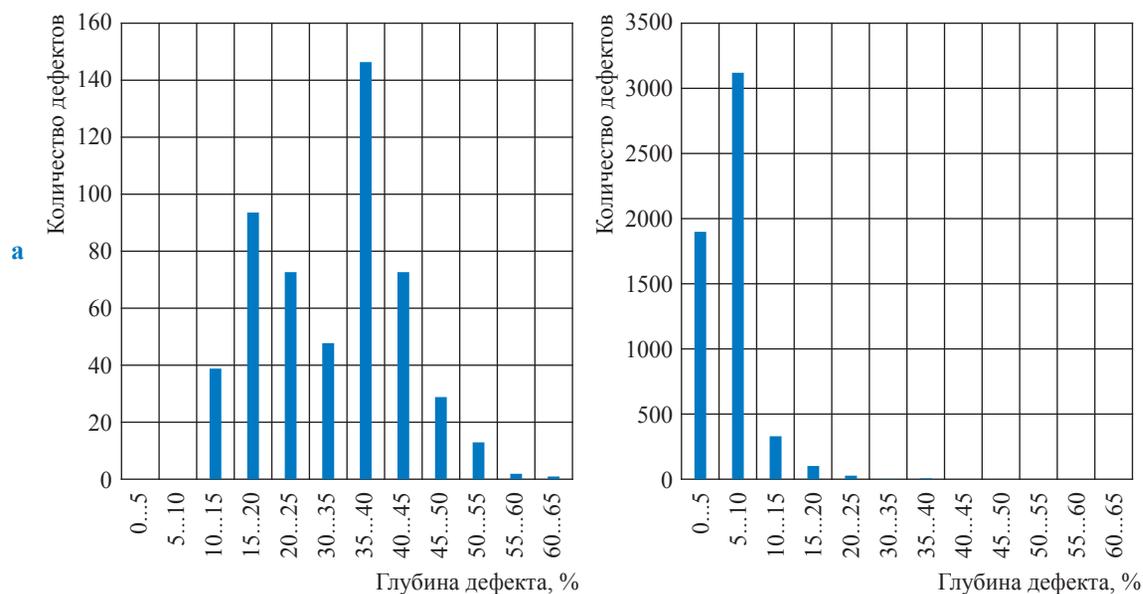
### Статистическая обработка данных ВТД и обследований в ходе КР

На первом этапе выполнена статистическая обработка данных ВТД и результатов обследования с использованием наружного сканера-дефектоскопа Sonet A2075. Сведения о выбранных для анализа участках трубопроводов наружным диаметром 1420 мм и объеме выборки дефектов КРН приведены в табл. 1. Необходимо отметить, что дефекты, описываемые по данным ВТД как «зона продольных трещин», интерпретировались как трещины КРН.

Таблица 1

**Исходные данные для статистической обработки результатов  
диагностирования трещин КРН**

Источник данных	Участки МГ: диаметр, мм; протяженность, км	Объем выборки, дефектов	Рабочее (нормативное) давление, МПа	Период обследования
ВТД	МГ № 3: Ø1420; 945 МГ № 4: Ø1420; 730	520	7,4	2013–2020 гг.
Обследования при КР	МГ №4: Ø1420; 45	5400	7,4	2015–2018 гг.



**Рис. 1. Частота обнаружения трещин КРН разной глубины при ВТД (а)  
и обследованиях в ходе КР (б)**

Сначала необходимо отметить, что геометрические размеры зон, выявленных при ВТД, и зон, выявленных при наружных обследованиях в ходе КР, существенно отличаются (рис. 1). Так, средствами ВТД наиболее часто выявлялись трещины КРН глубиной 35...40 % от толщины стенки трубы ( $t$ ), при этом совсем не фиксировались дефекты глубиной менее 0,1 $t$  (рис. 1, см. а); при наружных обследованиях в процессе КР, напротив, большая часть выявленных дефектов имела глубину менее 0,1 $t$  (см. рис. 1б). В то же время, ширина зон КРН, выявленных при КР, существенно больше нежели зон, обнаруженных по результатам ВТД. Отличие данных, полученных при различных видах обследований, связано с метрологическими характеристиками применяемых средств диагностики: так, для ВТД порог занесения в отчет зон продольных трещин составляет 0,1 $t$ .

При обработке данных ВТД окружность трубы разбивалась на сектора длиной 50 мм

по наружной поверхности, а затем для каждого сектора подсчитывалась частота обнаружения зон КРН. На рис. 2 для одно- и двухшовных труб показаны распределения трещин КРН по расстояниям от шва. Видно, что для половины листа, а следовательно, и половины периметра одношовных труб выделяются 6 пиков – участков, где повышена концентрация дефектов КРН (см. рис. 2а). Для четверти периметра двухшовных труб, т.е. половины каждого листа, таких пиков всего 2,5 (см. рис. 2б). Представление результатов анализа для половины листа связано с особенностью обработки данных о расположении дефектов в обе стороны от продольного сварного шва (ПСШ).

Более наглядно указанные закономерности показаны на рис. 3, где ПСШ условно расположен на 12 часах окружной ориентации. При этом анализ данных показал, что ПСШ различных труб в трассе газопровода располагаются случайным образом. В связи с тем что сечение одношовной трубы симметрично по одной оси,

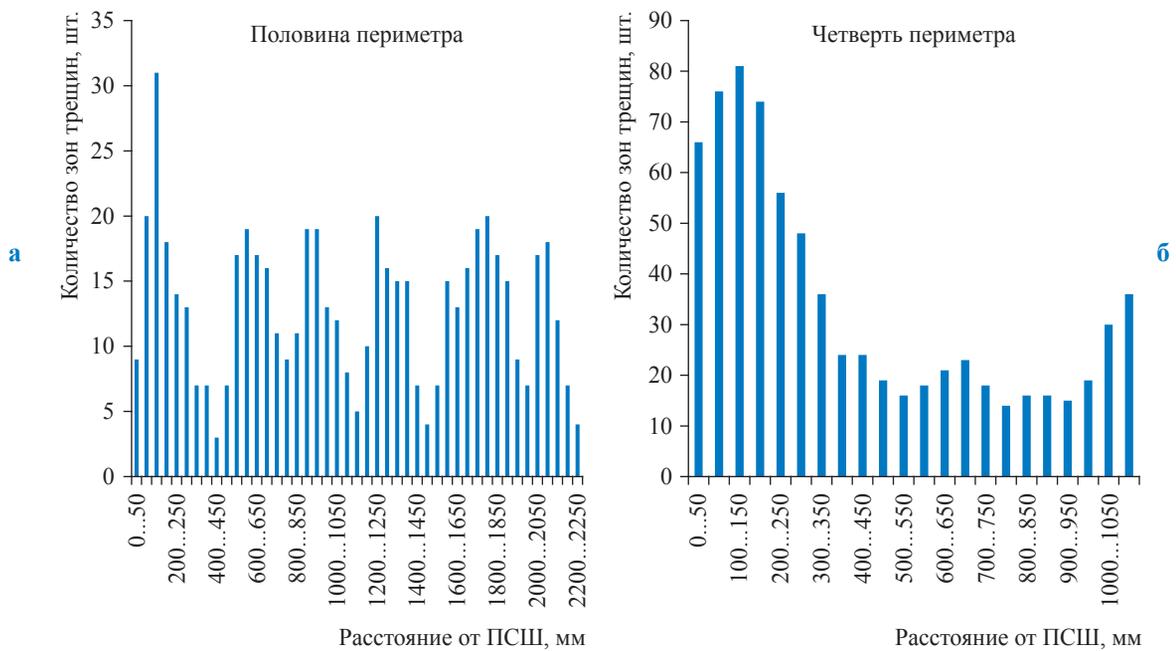


Рис. 2. Распределение числа зон трещин в зависимости от расстояния до заводского продольного шва одношовных (а) и двухшовных (б) прямошовных труб, по данным ВТД

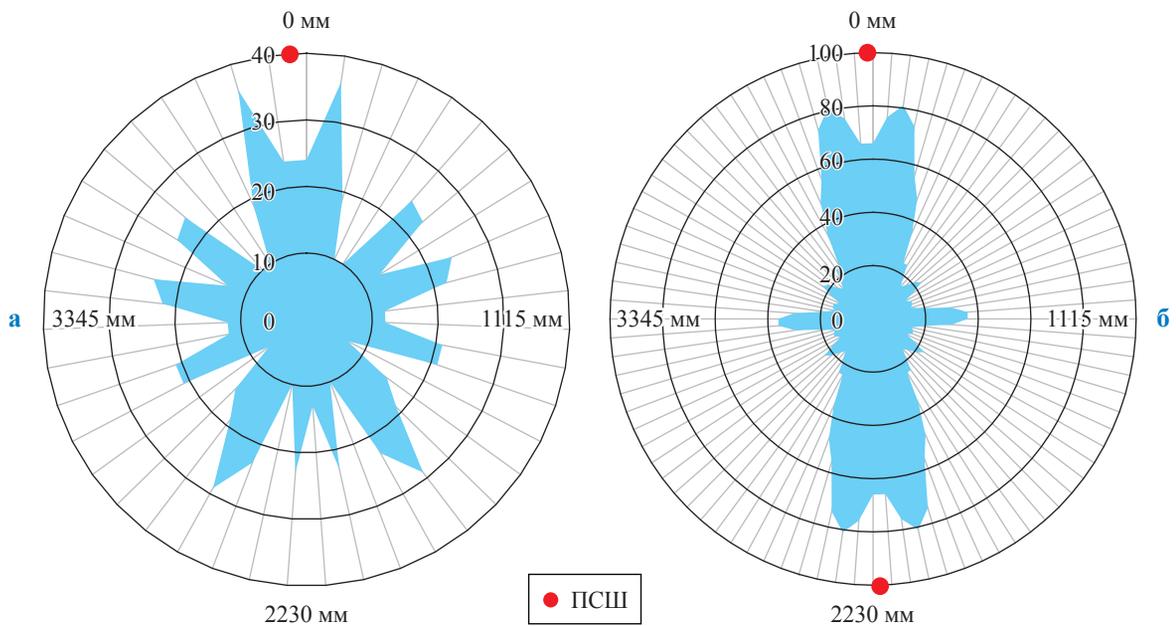


Рис. 3. Круговое распределение числа трещин КРН по расстоянию от шва в одношовных (а) и двухшовных (б) трубах, по данным ВТД

при построении круговой диаграммы ее вторая половина отображалась симметрично первой. Двухшовная труба симметрична по двум взаимно перпендикулярным осям, следовательно, была отображена радиальная симметрия, т.е. три четверти диаграммы достраивались. На круговой диаграмме для одношовной трубы видны 12 пиков (см. рис. 3а), а для двухшовной трубы – 10 пиков (см. рис. 3б). При

этом максимальные экстремумы наблюдаются на удалении до 250 мм в обе стороны от ПСШ для труб обеих конструкций. Таким образом, трещины КРН выступают своеобразными индикаторами механических напряжений, и в секторах с наибольшей концентрацией дефектов КРН при прочих равных условиях должен локализоваться повышенный уровень механических напряжений.

С целью повышения «контрастности» выделения зон с повышенным уровнем механических напряжений оценивались факторы возникновения и особенности выявленных зон трещин:

- воздействие коррозионной среды;
- ширина и глубина зон трещин.

Учет влияния коррозионной среды основывался на том, что если трещины КРН возникали в секторе, расположенном по часовой ориентации, не характерной для массового возникновения трещин, следовательно, в данном секторе механические напряжения сыграли основную роль в появлении КРН. Приведенное по результатам ВТД распределение количества трещин по часовой ориентации (рис. 4) не противоречит общеизвестным данным [3] и связано с тем, что в нижней образующей трубы отслаивается пленочное защитное антикоррозионное покрытие из-за воздействия вертикального давления грунта, благодаря чему облегчен доступ коррозионной среды. Следовательно, для сектора, расположенного на 9 часах трассовой ориентации одношовной трубы (см. рис. 4а), воздействие коррозионной среды будет ниже, а вероятность повышенного уровня механических напряжений выше по сравнению с сектором, расположенным на 5 часах трассовой ориентации.

Необходимость учета ширины и глубины зоны трещин связано с тем, что в зонах с повышенными механическими напряжениями процессы возникновения и роста трещин КРН ускорены, а следовательно, именно в этих зонах располагаются трещины КРН, которые способен выявить внутритрубный инспекционный прибор. Распределение средней ширины зоны (рис. 5) указывает на то, что более узкие зоны трещин расположены в секторах с большей концентрацией трещин КРН. Обратная зависимость складывается для распределения средней глубины трещины в секторе.

На основании полученных результатов составлено математическое описание комплексного показателя для качественной оценки вероятности возникновения трещин в секторе с применением показателей вероятности, учитывающих воздействие внешней среды, распределение по секторам средней ширины и глубины трещин. Обработка большого массива данных выполнялась с использованием составленной для этой задачи компьютерной программы по следующим зависимостям:

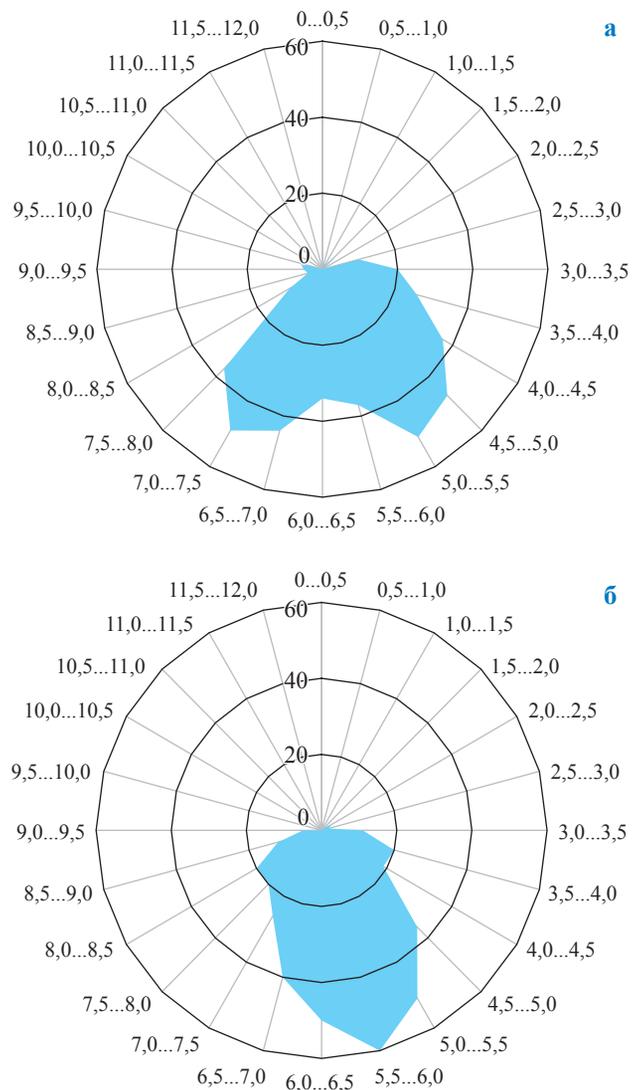


Рис. 4. Распределение числа трещин КРН по часовой ориентации, составленное на основе данных ВТД для одношовных (а) и двухшовных (б) труб

$$P_T = \frac{P_S^s P_E^s P_D^s}{P_w^s}, \quad (1)$$

где  $P_T$  – комплексный показатель вероятности

возникновения КРН в секторе;  $P_S^s = \frac{N_s}{\sum N_s}$  –

показатель вероятности обнаружения зоны трещин в секторе (здесь:  $N_s$  – количество зон трещин, расположенных в секторе, шт.;  $\sum N_s$  – общее количество зон трещин,

шт.);  $P_E^s = 1 - \frac{\sum P_E(\varphi)}{N_s}$  – показатель вероят-

ности влияния внешней среды для каждо-

го сектора (здесь:  $P_E(\varphi) = \frac{N_\varphi}{N_s}$  – вероятность

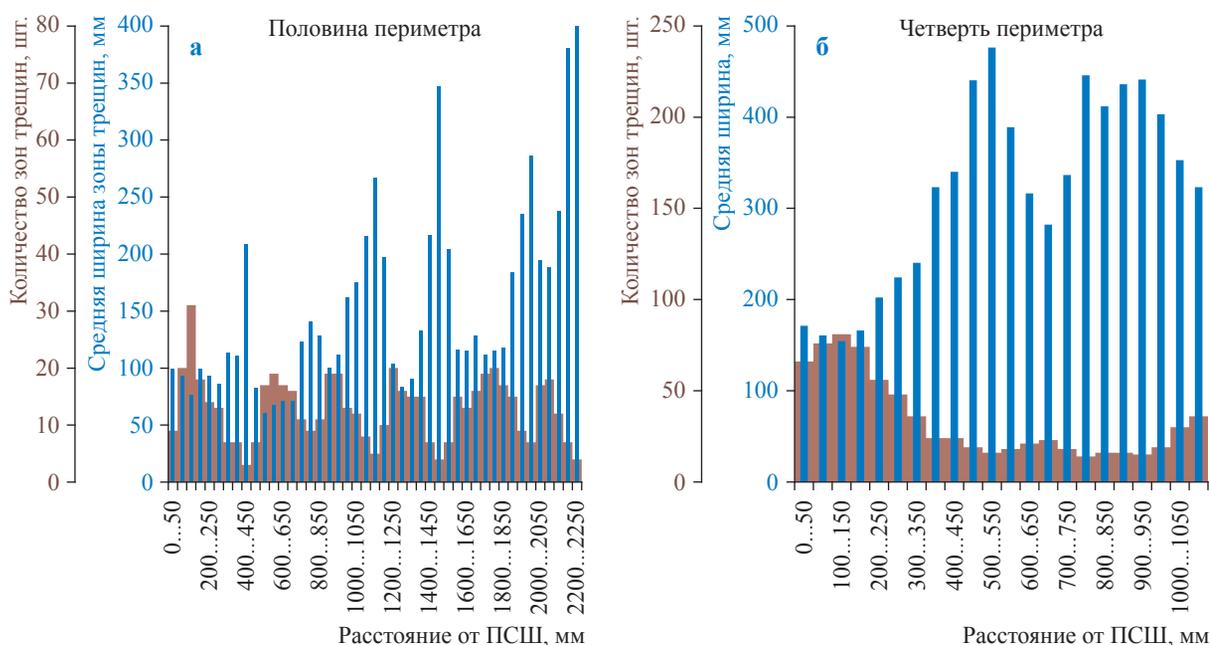


Рис. 5. Распределение ширины трещин КРН по расстоянию от шва для одношовных (а) и двухшовных (б) труб, составленное по данным ВТД

расположения дефектов КРН на часовой ориентации  $\varphi$  рассматриваемого сектора;  $N_{\varphi}$  – общее количество трещин КРН из рассматриваемой выборки на часовой ориентации, в которой располагается сектор рассматриваемой трубы);

$$P_D^s = \frac{\sum D_i^s}{N_s \text{Max}(D)} - \text{показатель вероятности об-}$$

наружения в секторе зоны трещин с максимальной глубиной (здесь:  $D_i^s$  – глубина зоны трещин, расположенной в секторе, мм;  $\text{Max}(D)$  – максимальная глубина трещины из всех выявленных

$$\text{зон трещин, мм); } P_w^s = \frac{\sum W_i^s}{N_s \text{Max}(W)} - \text{показатель}$$

вероятности обнаружения в секторе зоны трещин с максимальной шириной (здесь:  $W_i^s$  – ширина зоны трещин, расположенной в секторе, мм;  $\text{Max}(W)$  – максимальная ширина трещины из всех выявленных зон трещин, мм).

Полученное по данным ВТД распределение  $P_T$  (рис. 6) позволяет уточнить локализацию участков с наибольшей вероятностью возникновения трещин, а следовательно, и секторов, где может сосредотачиваться повышенный уровень напряжений. По сравнению с данными, показанными ранее (см. рис. 2), обработка данных ВТД (см. рис. 6) дает немного более четкую картину расположения зон, где может сосредотачиваться повышенный уровень напряжений.

Аналогичная обработка данных проведена для результатов обследований при КР. Результаты анализа не показали явной картины пиков, характерных для данных ВТД (рис. 7), кроме тех особенностей, что для обеих конструкций труб вероятность возникновения трещин повышена в 2 раза на участке шириной 800 мм с продольным швом по середине.

Различия оценки  $P_T$  по данным ВТД и по результатам обследований при КР связаны с тем, что методы показывают разные по составу результаты (см. рис. 1). В результатах ВТД в основном отображаются глубокие и узкие зоны трещин, а наружный сканер-дефектоскоп преимущественно выявляет зоны трещин глубиной до  $0,1t$  и с большей шириной, поэтому при обработке данных широкая зона трещин могла охватывать большее количество рассматриваемых секторов.

В то же время, по данным КР для двух- и одношовных труб установлен относительный состав труб, подверженных КРН. Считается [4–6], что на двухшовных трубах КРН возникает чаще, однако результаты диагностики при КР показывают, что в абсолютном выражении двухшовных труб с КРН действительно больше по сравнению одношовными трубами, но отношение поврежденных труб к их общему количеству на участке показывает, что трубы с двумя ПСШ подвержены КРН ненамного больше, чем трубы с одним ПСШ (табл. 2).

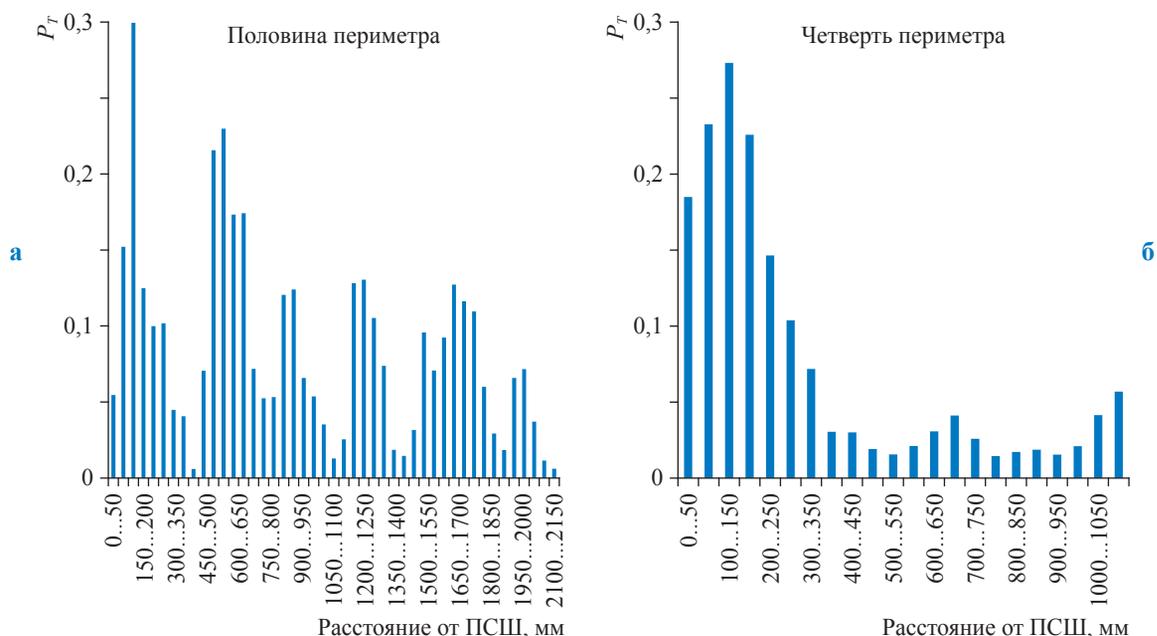


Рис. 6. Комплексный показатель вероятности распределения КРН в зависимости от расстояния до ПСШ для одношовных (а) и двухшовных (б) труб, по данным ВТД

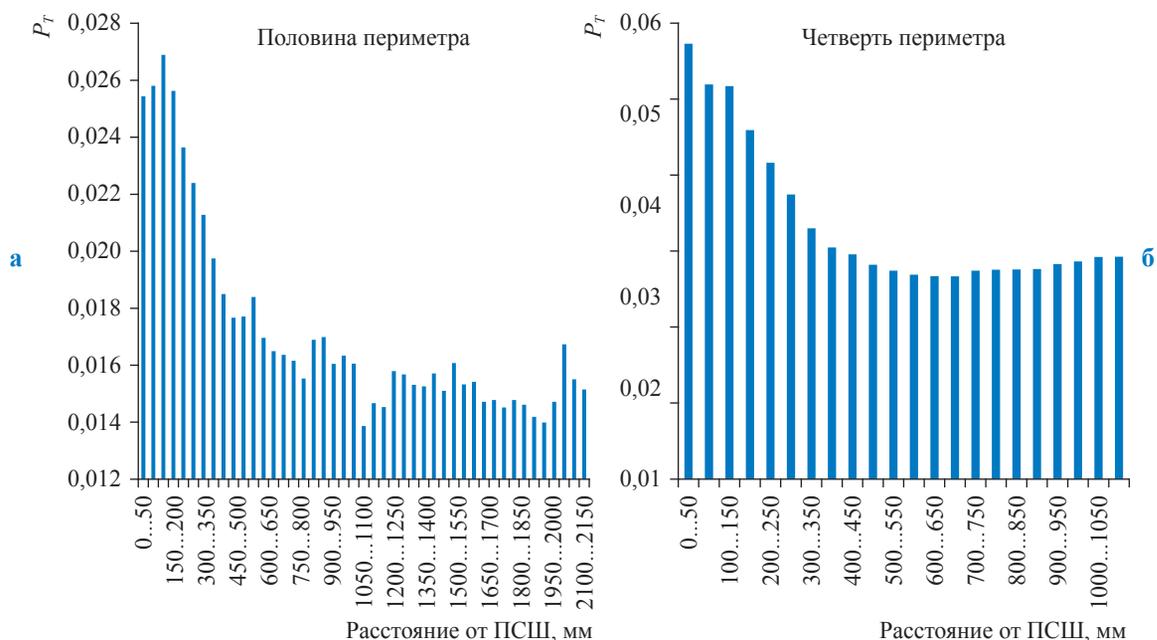


Рис. 7. Комплексный показатель вероятности распределения КРН в зависимости от расстояния до ПСШ для одношовных (а) и двухшовных (б) труб, по данным обследований в ходе КР

Таблица 2

Соотношение дефектных и бездефектных труб Ø1420 мм, по данным КР участков МГ № 4

Участок	Одношовные трубы			Двухшовные трубы		
	всего, шт.	с КРН, шт.	доля труб с КРН, %	всего, шт.	с КРН, шт.	доля труб с КРН, %
688-й...710-й километр	433	216	50	1472	778	55
710-й...725-й километр	212	153	72	1102	986	89
761-й...785-й километр	920	860	93	1203	1159	96

### Экспериментальная оценка остаточных и эксплуатационных напряжений в трубах

Известно, что прямошовные трубы большого диаметра изготавливаются путем придания листу формы окружности с последующей сваркой и экспандированием (рис. 8). Самыми распространенными методами формовки одношовных труб являются JCOE- и UOE-формовка. При JCOE-формовке (см. рис. 8а) лист изгибают пошагово от кромки листа к центру сначала с одной стороны, в это время лист становится похож на латинскую букву J, затем изгиб листа выполняют с другой стороны, при этом образуется окружной профиль. При UOE-формовке (см. рис. 8б) с использованием пуансона листу придается форма латинской буквы U, затем под прессом заготовке придают форму буквы O, и лист сваривают. При изготовлении двухшовных труб подобно UOE-формовке двум листам придают форму буквы C, а после сваривают между собой (см. рис. 8в). На последующих этапах трубы экспандируют, придавая им окончательную форму окружности [7–9]. Авторами многих исследований [1, 10–13] показано, что при таких методах формовки неизбежно должны возникать остаточные напряжения и зоны геометрической неоднородности, отличающейся от идеальной окружности трубы.

Для того чтобы оценить уровень остаточных и эксплуатационных напряжений, распределенных по окружности трубы, при подготовке к полигонным испытаниям авторами выполнены обследования колец труб до и после их разрезки. Кольца длиной 250...300 мм изготавливались из одно- и двухшовных труб, демонтированных на участках МГ № 3 и № 4. По результатам предварительных лабораторных испытаний определены механические свойства и химический состав труб. Установлено, что одношовная труба  $\varnothing 1420 \times 17,5$  мм была произведена в ФРГ на заводе Mannesmann, а двухшовная труба  $\varnothing 1420 \times 16,5$  мм – на Харцызском трубопрокатном заводе (СССР) [14]. На кольца наносились контрольные линии на расстояниях 50...100 мм в обе стороны от будущей линии реза, и по их расхождению после разрезки кольца оценивались средние по окружности остаточные нормальные напряжения при изгибе  $\sigma_{ост}^{cp}$ , МПа:

$$\sigma_{ост}^{cp} = \frac{\delta Et}{4R_0^2 \pi}, \quad (2)$$

где  $\delta$  – расхождение контрольных линий кольца, м;  $E$  – модуль Юнга, МПа;  $t$ , м;  $R_0$  – радиус срединной поверхности, м.

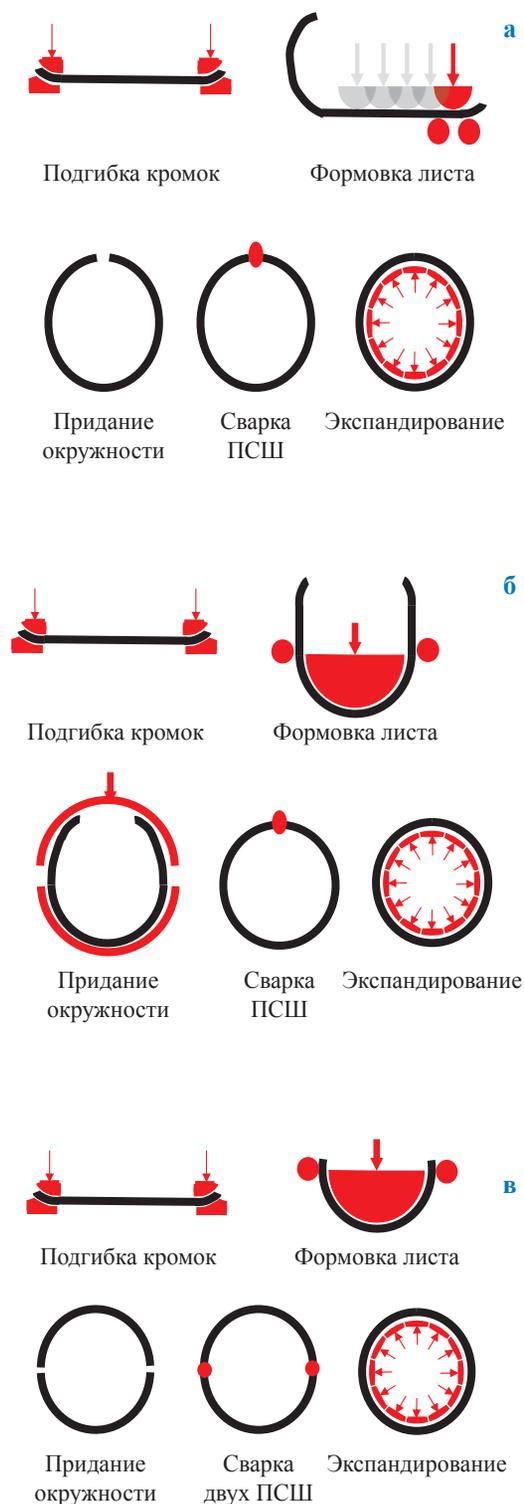


Рис. 8. Методы формовки сварных труб большого диаметра:  
а – JCOE; б – UOE; в – 2C

Кроме того, выполнены замеры локального радиуса кривизны внутренней поверхности с шагом 95 мм до и после разрезки. По изменениям радиуса кривизны с учетом изгибающего момента от собственного веса замкнутого и разрезанного кольца устанавливались локальные нормальные напряжения при изгибе  $\sigma_{изг}$ :

$$\sigma_{изг} = \frac{Et}{2(\rho_k - \rho_n)}, \quad (3)$$

где  $\rho_n$  и  $\rho_k$  – начальный и конечный радиусы кривизны поверхности, м, соответственно.

Результаты оценки остаточных  $\sigma_{изг}$  показали, что в одношовной трубе присутствовали чуть более высокие напряжения, чем в двухшовной, кроме того, вблизи сварных соединений концентрировались наибольшие значения  $\sigma_{изг}$  (рис. 9). Также выявлена интересная особенность: в зоне второго шва двухшовной трубы значения остаточных  $\sigma_{изг}$  оказались наименьшими (см. рис. 9б). На данном этапе исследований неизвестно, является ли это особенностью исследуемой трубы или особенностью технологии производства труб.

Дополнительно, по радиусу внутренней поверхности до разрезки катушек оценивались кольцевые напряжения  $\sigma_{кц}$ , которые могут возникать в трубе из-за внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{p(\rho_n - t)}{t}, \quad (4)$$

где  $p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа [15]. Формула (4) показывает, что чем больше радиус кривизны в окружном направлении, т.е. чем более пологий участок, тем выше кольцевые напряжения в трубе.

Распределение возникающих из-за внутреннего давления кольцевых напряжений, определяемых по локальному внутреннему радиусу трубы, выглядит более неоднородно (рис. 10). Так, для одношовной трубы выделяются 12 пиков-максимумов, а для двухшовной – 10. Зоны с максимальными значениями  $\sigma_{кц}$  соответствуют пологим участкам, где радиус кривизны максимален, а зоны с минимальными значениями  $\sigma_{кц}$  – участкам, изогнутым более круто, где радиус кривизны минимален.

Подобное распределение  $\sigma_{кц}$  подтвердилось результатами электротензометрии во время полигонных испытаний труб [14]. Датчики, установленные на участках с максимальным радиусом изгиба, показывали высокие деформации (напряжения) и при этом отличались от теоретических значений не более чем на 1,5 %, в то время как датчики в зонах с минимальным радиусом кривизны показывали наименьшие деформации (напряжения), значения

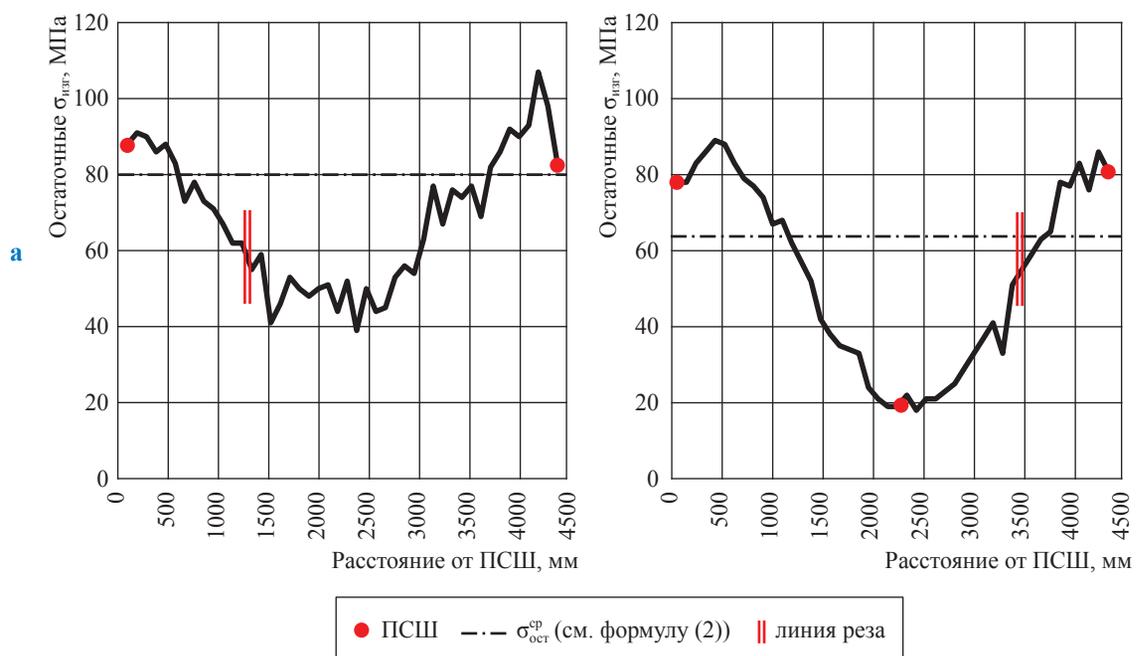


Рис. 9. Оценка остаточных нормальных напряжений при изгибе по периметрам одношовной (а) и двухшовной (б) труб

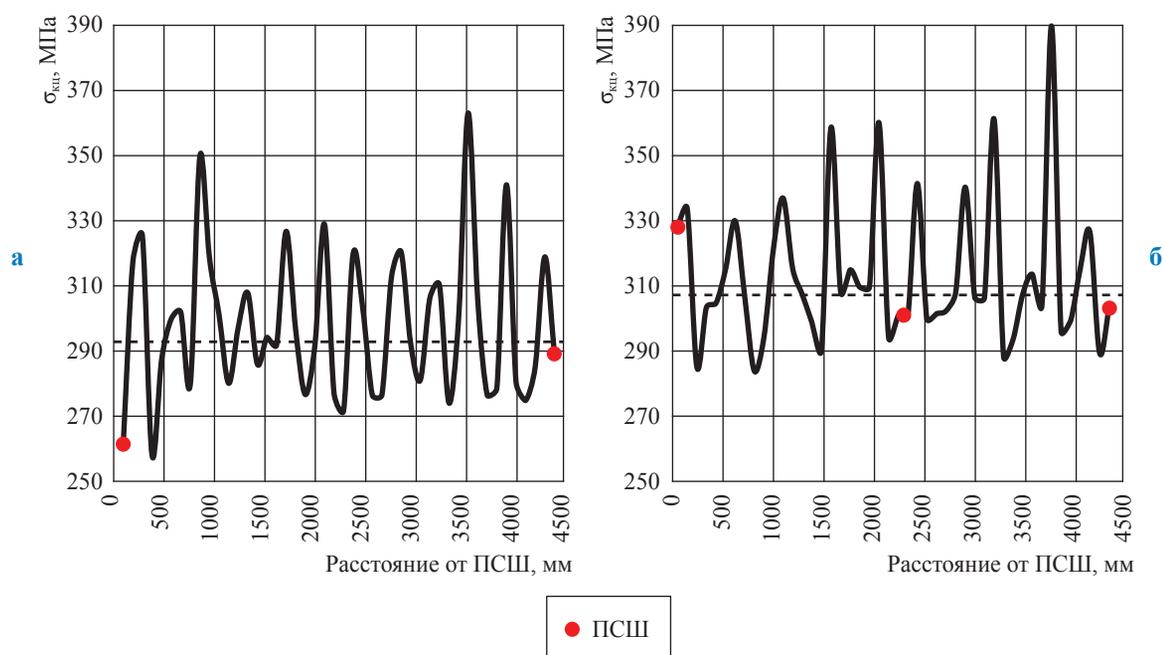


Рис. 10. Распределение эксплуатационных кольцевых напряжений по периметрам одношовной (а) и двухшовной (б) труб: здесь и далее на рис. 11 пунктиром показан уровень  $\sigma_{кц}$  при идеальном окружном профиле трубы

которых существенно отличались от теоретических (до 30 %) в меньшую сторону. Наиболее вероятно, что в зонах с минимальным радиусом кривизны на внешней поверхности трубы возникают дополнительные изгибные сжимающие напряжения из-за перераспределения напряжений с более пологих участков.

Результаты совместной оценки  $\sigma_{изг}$  и  $\sigma_{кц}$  (рис. 11) показали, что по всему периметру труб возникают напряжения, которые превышают номинальные расчетные на 3...50 %, а наибольшие пики напряжений сосредотачиваются вблизи сварных соединений труб обоих типов. При совмещении графиков зависимостей от расстояния до ПСШ суммарного напряжения и показателя  $P_T$  (см. рис. 7) установлено, что зоны концентрации напряжений совпадают с зонами, где выявлена повышенная вероятность образования трещин. Это подтверждает то, что неравномерность распределения остаточных и эксплуатационных напряжений оказывает влияние на возникновение и рост трещин КРН.

\*\*\*

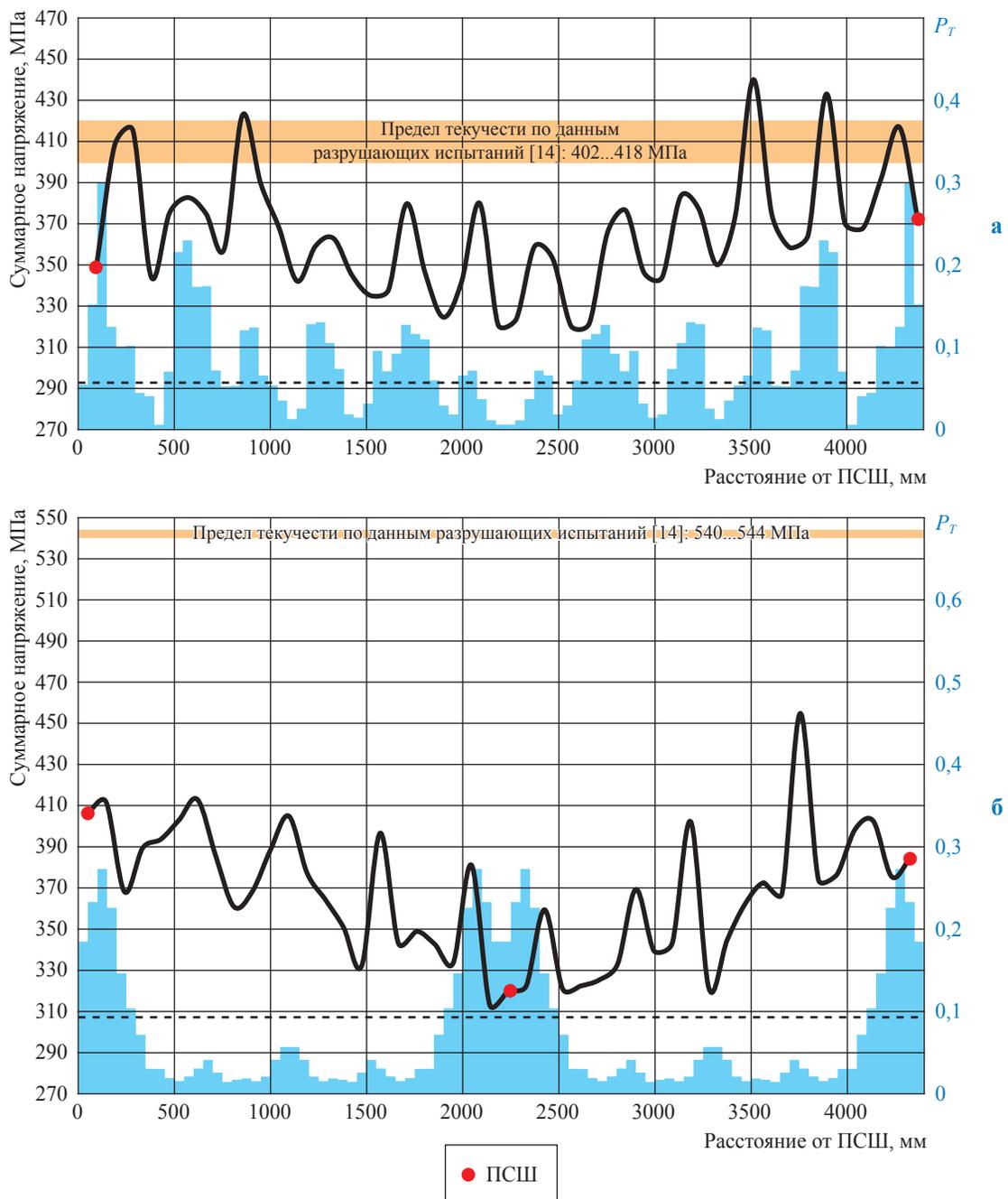
Сравнительный анализ результатов статистической обработки данных и экспериментального исследования показывает,

что по периметру труб после их изготовления возникают зоны с остаточными напряжениями и геометрическими отклонениями от идеального профиля трубы, которые распределены неравномерно, а в зонах, где совокупный уровень остаточных и эксплуатационных мембранных напряжений повышен, выявляется больше трещин. Для одношовных труб выделяются следующие характерные зоны, удаленные от сварного соединения на расстояния, мм: 50...200 (подгибка кромок); 550...750; 900...1100; 1250...1400; 1700...1900; 2050...2150. Для двухшовных труб расположение таких зон следующее, мм: 0...250 (подгибка кромок); 650...800; 1050...1150.

Кроме того, полученные результаты имеют практическое значение:

1) определены места наиболее вероятного возникновения трещин КРН, в пределах которых требуется тщательный неразрушающий контроль, так как именно там могут возникнуть и ускорено развиваться опасные трещиноподобные дефекты;

2) уточнен уровень фактических механических напряжений, возникающих в трубах вследствие технологии производства и при нагружении их внутренним давлением, которые



**Рис. 11. Общая оценка остаточных и эксплуатационных напряжений в сравнении с комплексным показателем вероятности образования трещин для одношовных (а) и двухшовных (б) труб**

могут достигать фактического условного предела текучести;

3) по результатам подобных расширенных исследований труб других типоразмеров и производителей появится возможность скорректировать коэффициент запаса при экспертной оценке степени опасности трещин КРН и других поверхностных дефектов.

Таким образом, результаты исследования показывают, что необходимы такие методы и режимы формовки листа в трубы, при которых напряженное состояние во время эксплуатации будет более однородным, например, увеличение количества шагов при JCOE-формовке, калибровка профиля и термообработка труб.

## Список литературы

1. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 52–54.
2. Додонов Ю.А. Коррозионное растрескивание магистральных трубопроводов и возможные меры по предупреждению аварийности / Ю.А. Додонов, С.Н. Мокроусов // Безопасность труда в промышленности. – 1999. – № 4. – С. 43–50.
3. Сунугатов М.Ф. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М.Ф. Сунугатов, П.В. Климов, А.К. Гумеров и др. // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 32–36.
4. Варламов Д.П. Коррозионное растрескивание под напряжением как фактор риска при эксплуатации системы магистральных газопроводов России / Д.П. Варламов, И.И. Баренбойм, О.И. Стеклов // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 36–44.
5. Агинец Р.В. Исследование геометрических параметров и особенностей расположения стресс-коррозионных повреждений на магистральных газопроводах / Р.В. Агинец, С.С. Гуськов, В.В. Мусонов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 102–107.
6. Родионова И.Г. Роль технологического и металлургического передела в процессе образования стресс-коррозионных повреждений в трубах из сталей классов прочности Х70–Х80 / И.Г. Родионова, А.И. Зайцев, К.А. Удод и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3 (27): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 37–47.
7. Боклаг Н.Ю. Совершенствование процесса и оборудования для повышения качества формообразования труб большого диаметра на прессе предварительной формовки: дис. ... канд. тех. наук: 05.02.09 / Н.Ю. Боклаг; Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2017. – 128 с.
8. Мокроусов В.И. Прочность стальных труб при дефекте внешней фаски продольного сварного шва / В.И. Мокроусов // Молодой ученый. – 2015. – № 20 (100). – С. 44–49.
9. Шевакин Ю.Ф. Производство труб / Ю.Ф. Шевакин, А.П. Коликов, Ю.Н. Райков. – М.: Интермет-инженеринг, 2005. – 568 с.
10. Репин Д.Г. Анализ остаточных напряжений в трубах большого диаметра на стадии проектирования магистральных газопроводов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.19 / Д.Г. Репин; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2009 – 250 с.
11. Delistolan D. UOE pipe numerical model; Manufacturing process and von Mises residual stresses resulted after each technological step / D. Delistolan, M. Chirchor // ACTA Universitatis Cibiniensis. – 2017. – Т. 69. – № 1. – С. 113–120.
12. Lothhammer L.R. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the hole-drilling technique / L.R. Lothhammer, M.R. Viotti, A. Albertazzi Jr., et al. // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2017. – Т. 152. – С. 46–55.
13. Aleshin V.V. A simulation technology for a full cycle of steel line pipe manufacturing operations / V.V. Aleshin, V.V. Kobayakov, V.E. Seleznev // Advances in Mechanical Engineering. – 2011. – Т. 3. – Ст. № 765739. – DOI: 10.1155/2011/765739.
14. Погуляев С.И. Экспериментальная оценка несущей способности и остаточного ресурса труб магистральных газопроводов с трещинами стресс-коррозионного происхождения по результатам полигонных испытаний в ООО «Газпром трансгаз Ухта» / С.И. Погуляев, И.В. Максютин, И.В. Ряховских // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 152–162.
15. Феодосьев В.И. Соппротивление материалов: учеб. для вузов / В.И. Феодосьев. – 5-е изд. – М.: Наука, 1970. – 544 с.

## Effect of heterogeneous distribution of residual and operational stresses in pipes on their stress-corrosion cracking

S.I. Pogulyayev<sup>1\*</sup>, I.V. Maksyutin<sup>2</sup>, A.S. Popkov<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Engineering and Technical Center at the Gazprom Transgaz Ukhta, Bld. 4, Sosnovaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

\* E-mail: S\_Pogulyayev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The large-diameter pipes applied for construction of the trunk gas pipelines are moulded from steel sheets. During bending and further welding of iron sheets, they'll fatally get the zones of residual stresses unevenly distributed along the pipe perimeter. Besides, a pipe profile will differ from an ideal circumference with variations of a local curvature radius nearby an average value equal to a nominal one. Due to the internal pressure, within the different areas of the unideal pipe profile various circumferential stresses appear. Irregular distribution of the residual and operational stresses together is able either to quicken or to slow down generation and development of the stress-corrosion cracks.

The foregoing premises are justified by the perimeterwise measurements of the local curvature radius before and after clipping the rings cut from the gas mains, and by the strain gauging data. To assess the effect of stress distribution on stress-corrosion cracks growth, authors analyzed the distribution of the crack-like defects using the data of inline and shaft diagnostics. Analysis of the single-joint and the double-joint welded pipes exposed the areas highly likely having the stress-corrosion cracks. These areas could locate both nearby and at a distance from a weld joint.

**Keywords:** stress-corrosion cracking, residual stresses, operational stresses, local curvature, inline diagnostics, capital repair.

### References

1. ARABEY, A.B., T.S. YESIYEV, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Effect of pipes production technology specifics on their stress-corrosion resistance [Vliyaniye osobennostey tekhnologii proizvodstva trub na stoykost k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 2, pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. DODONOV, Yu.A., S.N. MOKROUSOV. Corrosion cracking of trunk pipelines and possible measures for accident prevention [Korrozionnoye rastreskivaniye magistralnykh truboprovodov i vozmozhnyye mery po preduprezhdeniyu avariynosti]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 1999, no. 4, pp. 43–50. ISSN 0409-2961. (Russ.).
3. SUNUGATOV, M.F., P.V. KLIMOV, A.K. GUMEROV, et al. Stress corrosion at trunk gas pipelines and human factor [Stress-korroziya na magistralnykh gazoprovodakh i chelovecheskiy faktor]. *Territoriya Neftegaz*, 2010, no. 8, pp. 32–36. ISSN 2072-2745. (Russ.).
4. VARLAMOV, D.P., I.I. BARENBOYM, O.I. STEKLOV. Stress-corrosion cracking as a risk factor while operating Russian system of gas mains [Korrozionnoye rastreskivaniye pod napryazheniyem kak faktor riska pri ekspluatatsii sistemy magistralnykh gazoprovodov Rossii]. *Territoriya Neftegaz*, 2012, no. 6, pp. 36–44. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. AGINEY, R.V., S.S. GUSKOV, V.V. MUSONOV, et al. Investigation of dimensional properties and location of stress corrosion cracks in trunk gas pipelines [Issledovaniye geometricheskikh parametrov i osobennostey raspolzheniya stress-korrozionnykh povrezhdeniy na magistralnykh gazoprovodakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3 (27): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 102–107. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. RODIONOVA, I.G., A.I. ZAYTSEV, K.A. UDOD, et al. Impact of engineering and metallurgical conversion to generation of stress-corrosion cracks in the pipes done from the steels of X70–X80 strength grades [Rol tekhnologicheskogo i metallurgicheskogo peredela v protsesse obrazovaniya stress-korrozionnykh povrezhdeniy v trubakh iz staley lkassov prochnosti X70–X80]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3 (27): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 37–47. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. BOKLAG, N.Yu. *Perfecting technique and equipment to improve quality of large-diameter pipes prepress formation* [Sovershenstvovaniye protsessa i oborudovaniya dlya povysheniya kachestva formobrazovaniya trub bolshogo diametra na presse predvaritelnoy formovki]. Candidate thesis (engineering). Yeltsin Ural Federal University. Yekaterinburg, Russia, 2017. (Russ.).

8. MOKROUSOV, V.I. Strength of steel pipes in case of defected external edge of an I-seam [Prochnost stalnykh trub pri defekte vneshney faski prodolnogo svarnogo shva]. *Molodoy Uchenyy*, 2015, no. 20(100), pp. 44–49. ISSN 2072-0297. (Russ.).
9. SHEVAKIN, YU.F., A.P. KOLIKOV, Yu.N. RAYKOV. *Production of pipes* [Proizvodstvo trub]. Moscow: Internet-inzhiniring, 2005. (Russ.).
10. REPIN, D.G. *Analysis of residual stresses in large-diameter pipes at stage of designing trunk gas pipelines* [Analiz ostatochnykh napryazheniy v trubakh bolshogo diametra na stadia proyektirovaniya magistralnykh gazoprovodov]. Candidate thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2009. (Russ.).
11. DELISTOLAN, D., M. CHIRCHOR. UOE pipe numerical model; Manufacturing process and von Mises residual stresses resulted after each technological step. *ACTA Universitatis Cibiniensis*, 2017, vol. 69, no. 1, pp. 113–120. ISSN 1221-4973.
12. LOTHHAMMER, L.R., M.R. VIOTTI, A. ALBERTAZZI Jr., et al. Residual stress measurements in steel pipes using DSPI and the hole-drilling technique. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2017, vol. 152, pp. 46–55. ISSN 0308-0161.
13. ALESHIN, V.V., V.V. KOPYAKOV, V.E. SELEZNEV. A simulation technology for a full cycle of steel line pipe manufacturing operations. *Advances in Mechanical Engineering*, 2011, vol. 3, paper no. 765739. ISSN 1687-8132. DOI: 10.1155/2011/765739.
14. POGULYAYEV, S.I., I.V. MAKSYUTIN, I.V. RYAKHOVSKIKH. Experimental assessment of load capacity and residual lifetime for trunk gas pipelines with stress-corrosion cracks according to the results of the ground tests carried out at the Gazpromy Transgaz Ukhta LLC [Eksperimentalnaya otsenka nesushchey sposobnosti i ostatochnogo resursa trub magistralnykh gazoprovodov s treshchinami stress-korroziionnogo proiskhozhdeniya po rezultatam polygonnykh ispytaniy v OOO “Gazprom transgaz Ukhta”]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 152–162. ISSN 2306-8949. (Russ.).
15. FEODOSYEV, V.I. *Strength of materials* [Soprotivleniye materialov]: textbook for universities. 5<sup>th</sup> ed. Moscow: Nauka, 1970. (Russ.).

УДК 338.984

## Обеспечение устойчивости функционирования газодобывающих предприятий на территории п-ова Ямал в аспекте транспортно-логистической доступности

С.А. Токарева<sup>1</sup>, К.В. Ремишевская<sup>2</sup>, Д.Ю. Захаров<sup>3\*</sup>, И.В. Климова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», Российская Федерация, 195251, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., д. 29

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>3</sup> ООО «Газпром ПХГ», Российская Федерация, 196105, г. Санкт-Петербург, Московский пр-д, д. 139, к. 1, стр. 1

\* E-mail: D.Zakharov@phg.gazprom.ru

**Тезисы.** П-ов Ямал имеет стратегическое значение для газовой отрасли России. На его территории находится большое количество газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, запасы которых в долгосрочной перспективе способны обеспечивать не только внутренние потребности страны, но и поставки на европейский и азиатский рынки. Эффективное освоение ресурсов Ямала является одним из важнейших приоритетов России и условием развития как экономики страны в целом, так и нефтегазового сектора в частности. Тем не менее доступность полуострова достаточно низкая ввиду суровых климатических условий, заболоченности и неразвитости транспортно-логистической инфраструктуры.

В статье описываются ключевые газовые и нефтегазоконденсатные месторождения п-ова Ямал, логистика которых обеспечивается за счет морского, авиа- и железнодорожного сообщений. Однако в случае техногенных аварий или резкого изменения климата данный транспорт не будет способен выполнить необходимый объем логистических услуг для текущих месторождений. Кроме того, наличествующей инфраструктуры и текущих транспортных проектов недостаточно для разведки и освоения новых месторождений. Авторами разработана концепция комплексной реализации проектов построения транспортной системы для обеспечения круглогодичной связи всех текущих месторождений полуострова с континентальной инфраструктурой, что может обеспечить синергетический эффект и для смежных отраслей экономики страны.

**Ключевые слова:** устойчивость, логистика, психофизиологическое состояние, материально-технические ресурсы, Ямал.

Ямальский центр нефтегазодобычи – это ключевой пункт для развития газовой отрасли нашей страны в XXI в. В нем сосредоточены уникальные объемы запасов углеводородов: 32 месторождения, где на газ приходится 26,5 трлн м<sup>3</sup>, на газовый конденсат – около 1,6 млрд т, на нефть – 300 млн т. Такие запасы могут обеспечить как внутреннюю потребность страны, так и поставку на внешние рынки. Прогнозная длительность полноценного освоения Ямала превышает 100 лет [1].

Дальнейшее разворачивание газодобычи на территории п-ова Ямал – Ямальского центра газодобычи (мегапроект «Ямал») – с учетом этапности освоения, стратегического значения и необходимости обеспечения устойчивого функционирования требует сопутствующего развития не только газотранспортной инфраструктуры в рамках проектов «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта – 2», но и инфраструктуры для грузопассажирских перевозок.

Являясь основой формирования грузо- и пассажиропотока, мегапроект «Ямал» имеет ряд ключевых особенностей, связанных с климатогеографическими условиями полуострова, среди которых выделяются:

- суровые климатические условия (холодная затяжная зима, прохладное и короткое лето, сильные ветра);
- вечная мерзлота;

- сильная заболоченность территорий (особенно на юго-западных и северо-восточных побережьях);
- высокий коэффициент увлажнения поверхностных слоев почв;
- отсутствие распределенного по площади Ямала населения и, как следствие, отсутствие социальных центров, за исключением небольших поселков в прибрежных районах Ямала и объектов для вахтового персонала, участвующего в освоении введенных в эксплуатацию месторождений;
- неразвитость транспортной инфраструктуры систем накопления и хранения материально-технических ресурсов (МТР).

С учетом очередности освоения месторождений Ямальского центра газодобычи на период до 2048 г. планируется поэтапный ввод мощностей, что открывает как минимум 30-летнее окно потребностей, а с учетом прогнозируемой эксплуатации до 2080 г. – 60-летнее. Данные потребности должны быть закрыты масштабными инфраструктурными проектами, в том числе с долгосрочным периодом окупаемости. Учитывая не только коммерческую, но и общегосударственную функцию реализации мегапроекта «Ямал», стоит планировать развитие инфраструктуры таким образом, чтобы после его окончания элементы инфраструктуры имели востребованность и экономическую целесообразность для государства, стали основой экономического и социального развития близлежащих регионов [2].

### Анализ

К настоящему времени уже положено начало активной стадии промышленного освоения Ямала. Например, реализованы проекты Бованенковского месторождения, успешно функционируют проекты «Ямал СПГ» и объекты компании ПАО «Газпром нефть», завершается строительство и ожидается ввод Харасавэйского месторождения.

Реализованные проекты и ожидаемый к скорой реализации проект обустройства Харасавэйского месторождения привели к внедрению новых инфраструктурных элементов в сфере транспортно-логистического и социального обеспечения. В составе Бованенковского месторождения сформированы такие объекты, как аэропорт, вахтовый поселок, медицинская часть, объекты обеспечения

обращения МТР, подразделения промышленной и пожарной безопасности.

Обустройство Харасавэйского месторождения в части обеспечения МТР предусматривает работу морского порта в летний период и сухопутный транспортный маршрут по ежегодно формируемому зимнику от центрального поселка Бованенковского месторождения. Доставка персонала осуществляется преимущественно вертолетным способом, а в снеговой период – по сформированному зимнику.

Проект «Ямал СПГ» по аналогии с Бованенковским месторождением включает аэропорт, вахтовый поселок, медицинскую часть, объекты обеспечения обращения МТР и подразделения промышленной и пожарной безопасности. Логистическая схема поставки МТР сформирована преимущественно за счет морской маршрутизации до круглогодично действующего порта Сабетта. Поставка остальных объемов МТР выполняется средствами авиации. Здесь представлена компания «Газпром нефть» проектом обустройства Новопортовского месторождения с эксплуатируемым в летний период терминалом «Ворота Арктики» включительно. Логистика в остальной части МТР и перевозка персонала осуществляются преимущественно вертолетным способом.

Таким образом, инфраструктура Ямальского центра развивается локально – исключительно применительно к действующим объектам. Из круглогодично действующих транспортных магистралей присутствует железнодорожный маршрут до станций Бованенково и Карской и порта Сабетта. Однако данный порт был спроектирован в первую очередь для поставки продукции «Ямал СПГ» и имеет высокую степень загрузки, что не позволяет рассматривать его как потенциальный маршрут обеспечения МТР месторождений Ямальского региона.

Программой развития Ямальского центра нефтегазовой добычи ПАО «Газпром» предусмотрен поэтапный ввод еще 12 месторождений в срок до 2048 г. В рамках обустройства каждого из месторождений и их укрупненных групп будет сформирован набор необходимых объектов для проживания и бытового сопровождения персонала, хранения запаса МТР. Анализ расположения перспективных объектов, их удаленности относительно существующих инфраструктурных систем выявил ярко выраженную

потребность в создании единого центрального логистического хаба для размещения специализированных служб, организации обработки и дальнейшего распределения ресурсов в направлении соответствующих конечных блоков. При этом существующая железнодорожная магистраль на самом полуострове способна обеспечить обработку полного объема планируемых к доставке МТР как для обустройства, так и для последующей производственно-хозяйственной деятельности развиваемых объектов Ямала.

### Проблематика

В разрезе обеспечения устойчивости функционирования объектов нефтегазового комплекса п-ова Ямал следует учитывать ряд климато-географических факторов (см. ранее), способных на неопределенное время вывести из строя ту или иную логистическую магистраль. Кроме того, всегда существует риск разрыва логистических цепочек по причине аварийных ситуаций. Так, 22 июля 2019 г. на станции Керки (участок Кожва – Сосногорск, двухпутный, не электрифицирован) сошли с рельс 23 вагона состава грузового поезда, были повреждены железнодорожные пути (рис. 1) [3]. В районе аварии накануне было объявлено штормовое предупреждение, прошли обильные проливные дожди, которые привели к размыву основания моста.

Авария привела к остановке железнодорожного сообщения с частью европейского севера России, включая и п-ов Ямал. Первый грузовой поезд проследовал по данному участку через 2 дня, 24 июля 2019 г., позже движение пассажирских поездов было также запущено. В операции по восстановлению движения

задействовали 300 чел., четыре восстановительных поезда и тяжелую технику.

Кроме влияния природных факторов (катаклизмов) причиной аварийных ситуаций может быть человеческий фактор, психофизиологические особенности работников (например, физическое, умственное утомление и др.) [4]. В данном контексте роль каждого человека из состава обсуживающего и рабочего персонала в процессе непрерывного снабжения многократно возрастает, так как ошибка одного человека может привести к аварийной ситуации, которая на длительный промежуток времени остановит снабжение целого региона.

### Перспективные проекты и решения

*Проект «Белкомур»* (таблица) подразумевает строительство железнодорожной магистрали Соликамск – Гайны – Сыктывкар – Архангельск (712 км) и новых промышленных предприятий, а также модернизацию уже имеющихся предприятий [5]. Магистраль должна улучшить транспортное обслуживание зоны пролегания и облегчить условия освоения богатых лесными ресурсами территорий, расчетная лесосека которых на сегодняшний день используется пока лишь на 30...40 %. Кроме того, новая магистраль является и стратегически важным направлением для России, поскольку:

1) будет служить связующим звеном между Уралом, Республикой Коми и незамерзающими портами Архангельска, Мурманска и стран Северной Европы;

2) создаст наиболее быструю транспортную логистику грузов в регионы Сибири, а также страны Северной Европы, Средней Азии и Казахстан, тем самым расширяя



Рис. 1. Последствия аварии на участке Кожва – Сосногорск [3]

### Сведения о проекте «Белкомур»

Общая протяженность железнодорожной магистрали, км	1161
Строительство новых участков железной дороги, км	712
Реконструкция существующих участков железной дороги, км	449
Грузонапряженность, млн т·км/км	≤ 35
Объем грузоперевозок, млн т/год:	
• базовый вариант	≤ 36
• умеренно оптимистичный вариант	≤ 42...45
Продолжительность строительства железной дороги, лет	5
Необходимый объем инвестиций, млрд руб., в том числе в строительство новых участков дороги	176
	140

возможности транзитных грузовых перевозок через Россию.

Таким образом, реализация проекта создания железнодорожной магистрали «Белкомур» направлена на решение многих задач, сформулированных в рамках транспортной стратегии<sup>1</sup> развития России, позволит сформировать единое транспортное пространство России, ликвидировать разрывы и сложные места транспортной сети, сбалансировать и повысить эффективность транспортной инфраструктуры. Создание и улучшение инфраструктурных условий для развития регионов как точек экономического роста позволит комплексно осваивать новые территории, в том числе месторождения полезных ископаемых, сформирует единую дорожную сеть, которая будет функционировать круглый год и увеличит транзитный потенциал регионов.

Вопрос сокращения дальности перевозок между Северной Европой, Центральной Азией и Дальним Востоком решается посредством *железнодорожной магистрали Архангельск – Сыктывкар – Пермь*. В сравнении с существующим положением дел эта новая дорога сократит длину пути от таких стран, как Норвегия, Швеция, Финляндия, до Центральной Азии на 800 км, что откроет новые возможности для внутренних перевозок и международного транзита грузов.

*Проект «Баренцкомур»* предполагает соединение Баренцева моря, Республики Коми и Урала посредством железной дороги Индига – Сосногорск – Троицко-Печорск – Полуночное – Сургут. Данный проект также предусмотрен стратегиями<sup>2</sup> развития российского железнодорожного транспорта Ненецкого автономного округа (НАО) до 2030 г. В 2021 г. в НАО создана рабочая группа по вопросам строительства п. Индига и железной дороги к порту от г. Сосногорска.

В незамерзающей Индигской губе (юго-восточная часть Баренцева моря) планируется строительство морского порта для крупнотоннажных судов полной грузоподъемностью 150...300 тыс. т. Строительство в Индиге стационарного нефтехранилища предоставит возможность каждый год экспортировать до 30 млн т нефти. К 2030 г. возможная грузообразующая база района порта Индига может составить до 120 млн т.

Особого внимания заслуживает еще один северный проект – *Северный широтный ход (СШХ)*. Это железная дорога в ЯНАО протяженностью 707 км, строящаяся по маршруту Обская – Салехард – Надым – Новый Уренгой – Коротчаево. Такой путь свяжет западную и восточную части ЯНАО и соединит станции Северной и Свердловской железных дорог. Проект уже осуществляется на сегодняшний день коллективно силами ряда российских компаний.

Стоит отметить, что железная дорога Обская – Бованенково – Карская на п-ове Ямал является самой северной среди функционирующих железных дорог во всем мире. Она была построена ПАО «Газпром» от станции Обская Северной железной дороги, которая находится в 12 км от г. Лабытнанги, в основном с целью доставки грузов для Бованенковского и Харасавэйского месторождений. Рабочее движение поездов уже осуществляется на протяжении 572 км до станции Карская: доставка грузов и вахтового персонала для Бованенково. В перспективе в рамках проекта СШХ-2 планируется продлить данную дорогу до п. Харасавэй, а также построить ветки до вахтового п. Сабетта и с. Новый Порт.

*Проект «Карскомур»* планирует строительство нового порта в п. Усть-Кара (восточный берег Карской губы) и железнодорожной ветки от г. Воркуты до п. Усть-Кара. Линия длиной более 200 км когда-то вошла в Стратегию развития сети железных дорог нашей страны. Новый проект будет содействовать росту объемов добычи угля в Воркутинском геолого-промышленном районе (запасы угля в данном районе являются самыми большими в Европе). Железная дорога, которая свяжет арктическое побережье с некоторыми российскими субъектами через существующую сеть дорог, будет способствовать освоению

<sup>1</sup> См. Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 22.11.2008 № 1734-р; ред. от 12.05.2018. – <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=297899&dst=102745%2C0#bbqHfmS4aJCEAZQA1>

<sup>2</sup> См. Стратегии развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации до 2030 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.06.2008 № 877-р. – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_92060/4fa0a1723fc315e72f8bd97e119a1101f59ac132/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_92060/4fa0a1723fc315e72f8bd97e119a1101f59ac132/)

новых месторождений, поможет крупным предприятиям Урала, Сибири и европейского севера выйти на международный рынок.

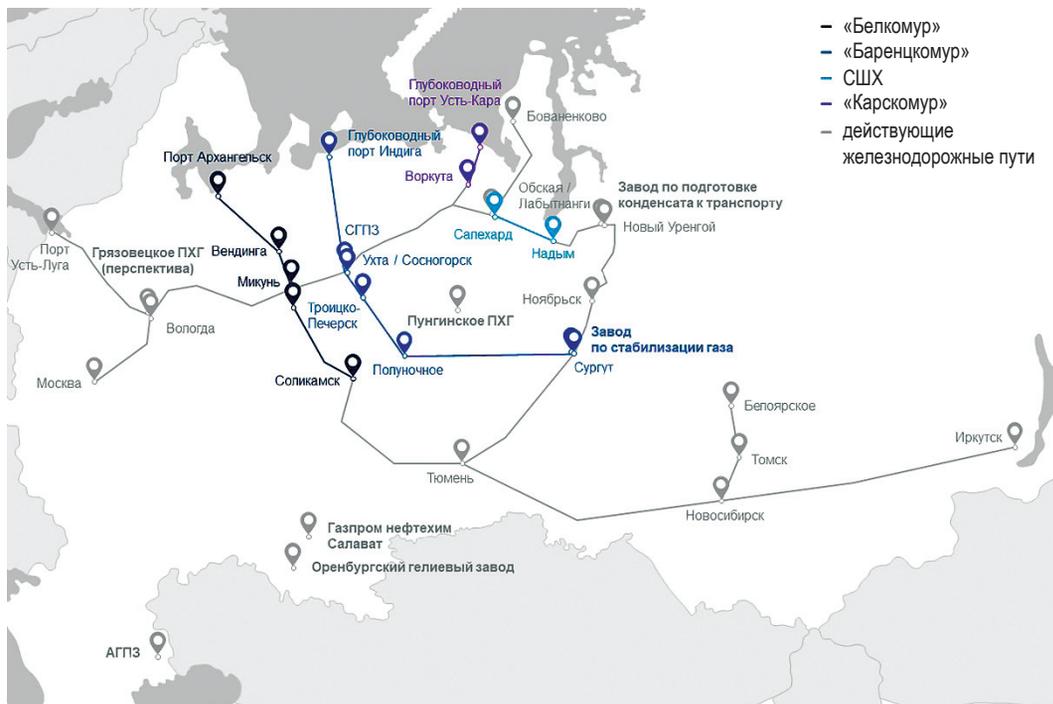
**Результаты исследования**

Проведя анализ текущей ситуации в реализации проектов, можно заключить, что они конкурируют между собой. Вместе с тем с точки зрения обеспечения функционирования

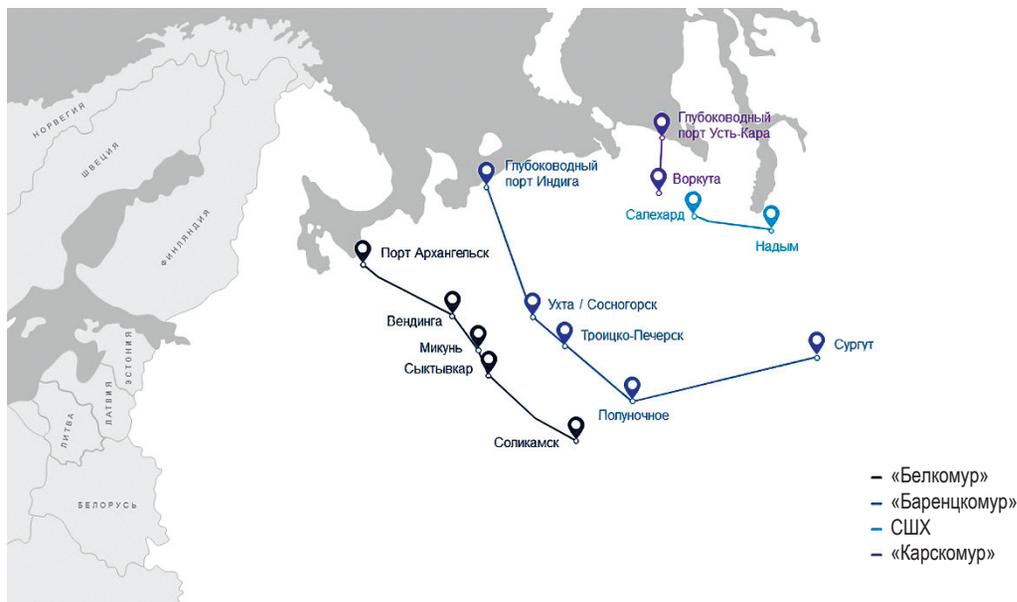
газодобывающих предприятий на территории п-ова Ямал целесообразно рассматривать их комплексную реализацию (рис. 2).

Комплексная реализация сформирует логистическую систему по принципу трех полуколец (рис. 3):

1) «Карскомур» и СШХ – логистическая цепочка, связывающая Ямал с инфраструктурой газодобывающих и газотранспортных



**Рис. 2. Логистическая система реализации проектов**



**Рис. 3. Логистическая система реализации трех железнодорожных полуколец (в рамках новых железнодорожных путей)**

предприятий Западной Сибири и перспективным глубоководным портом Усть-Кара. Будет выполнять функции внутренней логистики в системе ПАО «Газпром», а также кратчайшего пути к ближайшему альтернативному глубоководному порту;

2) «Баренцкомур» и железнодорожная ветка Полуночное – Сургут обеспечит логистическую цепочку поставок от заводов-производителей, расположенных в Сибири и на Урале, а также связь с глубоководным портом Индига;

3) «Белкомур» – наиболее удаленное полукольцо, вместе с тем является кратчайшей логистической цепочкой для связи с Восточной Сибирью, Дальним Востоком и странами Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), а также с портом Архангельск – наиболее перспективным на севере России как с точки зрения ледовой обстановки, так и по объемам грузооборота.

Реализацией концепции трех железнодорожных полуколец будет обеспечено:

- устойчивое снабжение Ямальского центра газодобычи даже при условии аварийной ситуации на одной из железнодорожных веток;
- прямое железнодорожное сообщение с газодобывающими производственными объектами Западной Сибири, открывающее возможность экстренной переброски МТР даже в сложных метеоусловиях;
- сокращение плеча поставок МТР из промышленных регионов Урала;

- сокращение плеча поставок в страны АТР или из них;

- возможность использования альтернативных, ближайших действующих и перспективных глубоководных портов.

Создание железнодорожных транспортных магистралей также будет способствовать промышленному, экономическому и социальному развитию регионов, на территории которых планируется их строительство.

### Список литературы

1. Мегaproект «Ямал» / ПАО «Газпром». – <https://www.gazprom.ru/projects/yamal>
2. Ремишевская К.В. Актуальные проблемы эффективного и безопасного освоения арктических нефтегазовых месторождений на примере полуострова Ямал / К.В. Ремишевская, Д.Ю. Захаров, Ю.С. Гонтарь // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 5. – С. 151–174.
3. Движение поездов через станцию Керки в Коми закрыто на двое суток // Север Медиа. – 22 июля 2019 г. – <https://www.bnkomi.ru/data/news/97452>
4. Захаров Д.Ю. Расчет вероятности эскалации как решение обратной задачи прогнозирования надежности человеко-машинных систем / Д.Ю. Захаров, И.В. Климова, К.В. Ремишевская и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 11. – С. 54–59. – DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-54-59
5. О проекте «Белкомур». – <http://www.belkomur.com/belkomur>

## Ensuring the sustainability of the functioning of gas production enterprises on the territory of the Yamal Peninsula in terms of transport and logistics accessibility

S.A. Tokareva<sup>1</sup>, K.V. Remishevskaya<sup>2</sup>, D.Yu. Zakharov<sup>3\*</sup>, I.V. Klimova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Bld. 29, Polytekhnikeskaya street, St. Petersburg, 195251, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom PKhG LLC, Est. 139, block 1, bld. 1, Moskovskiy proyezd, St. Petersburg, 196105, Russian Federation

\* E-mail: D.Zakharov@phg.gazprom.ru

**Abstract.** The Yamal Peninsula is of strategic importance for the Russian gas industry. On its territory, there are a large number of gas, oil and gas-condensate fields, the reserves of which in the long term are capable of meeting not only the domestic needs of the country, but supplies to the European and Asian markets. Efficient development of Yamal resources is one of the most important priorities for Russia and a condition for the development of both the country's economy in general and the oil and gas sector in particular. Nevertheless, the geological knowledge of the peninsula is rather low due to the harsh climatic conditions, swampiness and underdevelopment of the transport and logistics infrastructure.

The article describes the key gas and oil and gas-condensate fields of the Yamal Peninsula, the logistics of which are provided by sea, air and rail links. However, this transport will not be able to provide the required volume of logistics services for the current fields in the event of manmade accidents or a sharp climate change. Besides, the availability of the current infrastructure and transport projects is not enough for the exploration and development of new deposits. Authors have developed a comprehensive concept dealing with implementation of the transport system projects to ensure year-round communication of all current deposits of the peninsula with the continental infrastructure, which could provide a synergistic effect for related sectors of the country's economy.

**Keywords:** stability, logistics, psychophysiological state, material and technical resources, Yamal.

#### References

1. *Megaproject Yamal* [Megaproject Yamal] [online]. Available from: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal>. (Russ.).
2. REMISHEVSKAYA, K.V., D.Yu. ZAKHAROV, Yu.S. GONTAR. Actual problems of effective and safe development of the Arctic oil and gas fields using the case of the Yamal Peninsula [Aktualnyye problemy effektivnogo i bezopasnogo osvoyeniya arkticheskikh neftegazovykh mestorozhdeniy na primere poluostrova Yamal]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoe delo»* [online], 2018, no. 5, pp. 151–174. (Russ.). ISSN 1813-503X. (Russ.).
3. Railway traffic through Kerki station in the Republic of Komi is stopped for two days long [Dvizheniye poyezdov cherez stantsiyu Kerki v Komi zakryto na dvoye sutok]. *Sever Media* [online]. 22 July 2019. Available from: <https://www.bnkomi.ru/data/news/97452>. (Russ.).
4. ZAKHAROV, D.Yu., I.V. KLIMOVA, K.V. REMISHEVSKAYA, et al. Calculation of the escalation probability as a solution to the inverse problem of predicting the reliability of the man-machine systems [Raschet veroyatnosti eskalatsii kak reshenie obratnoy zadachi prognozirovaniya nadezhnosti cheloveko-mashinnyh sistem]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2019, no. 11, pp. 54–59. ISSN 0409-2961. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-54-59. (Russ.).
5. *About the "Belkomur" project* [O projekte «Belkomur»] [online]. Available from: <http://www.belkomur.com/belkomur>

## Сведения об авторах

<i>Адмакин Максим Михайлович</i>	начальник отдела АО «Газпром оргэнергогаз». E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru
<i>Алехин Сергей Геннадиевич</i>	к.т.н., руководитель Отдела разработки ООО «Акустические Контрольные Системы». E-mail: alekhin@acsys.ru
<i>Арабей Андрей Борисович</i>	к.т.н., главный научный сотрудник Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Arabey@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гюнтер Кристина</i>	доктор наук, ведущий специалист Отдела обеспечения целостности трубопроводов Open Grid Europe GmbH. E-mail: christina.guenther@open-grid-europe.com
<i>Джумаев Павел Сергеевич</i>	к.т.н., доцент НИЯУ МИФИ. E-mail: psdzhumaev@mephi.ru
<i>Жедулов Сергей Александрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории физико-химического моделирования и профилактики коррозионно-механического разрушения объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Zhedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Захаров Денис Юрьевич</i>	к.т.н., главный специалист Отдела организации и контроля строительства скважин ООО «Газпром ПХГ». E-mail: D.Zakharov@phg.gazprom.ru
<i>Исаенкова Маргарита Геннадьевна</i>	д.ф.-м.н., доцент НИЯУ МИФИ. E-mail: isamarg@mail.ru
<i>Кашковский Роман Владимирович</i>	к.х.н., начальник Лаборатории физико-химического моделирования и профилактики коррозионно-механического разрушения объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Климова Ирина Викторовна</i>	к.т.н., доцент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: bgd4@mail.ru
<i>Крымская Ольга Александровна</i>	ассистент, младший научный сотрудник НИЯУ МИФИ. E-mail: olgakrym@inbox.ru
<i>Лаврентьев Никита Дмитриевич</i>	инженер Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта». E-mail: lavrentev_nd@sgp.gazprom.ru
<i>Ляпичев Дмитрий Михайлович</i>	начальник Корпоративного научно-технического центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Lyapichev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Максютин Игорь Владимирович</i>	начальник отдела Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта». E-mail: imaksiutin@sgp.gazprom.ru
<i>Маревски Ульрих</i>	главный специалист Отдела обеспечения целостности трубопроводов Open Grid Europe GmbH. E-mail: ulrich.marewski@open-grid-europe.com
<i>Милько-Бутовский Георгий Александрович</i>	начальник Лаборатории прогноза технического состояния, планирования диагностики и ремонта ГТС Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: G_Milko-Butovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Минушкин Роман Александрович</i>	инженер, аспирант НИЯУ МИФИ. E-mail: raminushkin@mephi.ru

<i>Морозов Николай Сергеевич</i>	инженер, аспирант НИЯУ МИФИ. E-mail: nsmorozov@mephi.ru
<i>Погуляев Степан Иванович</i>	заместитель начальника Лаборатории физико-химического моделирования и профилактики коррозионно-механического разрушения объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Полетаев Михаил Георгиевич</i>	заместитель начальника отдела АО «Газпром оргэнергогаз». E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru
<i>Попков Андрей Сергеевич</i>	главный специалист ПАО «Газпром». E-mail: A.S.Popkov@adm.gazprom.ru
<i>Ремисhevская Карина Викторовна</i>	начальник Отдела аналитической графики Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Remishevskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Самокрутов Андрей Анатольевич</i>	д.т.н., генеральный директор ООО «Акустические Контрольные Системы». E-mail: samokrutov@acsys.ru
<i>Токарева Светлана Андреевна</i>	аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: lana_tokareva212@mail.ru
<i>Фу Аньцин</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpcc.com.cn
<i>Хан Ян</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: hanyan003@cnpcc.com.cn
<i>Хо Чуньюн</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpcc.com.cn
<i>Хохлачев Николай Сергеевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории биотехнологических исследований Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чубунов Михаил Владимирович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории прогноза технического состояния, планирования диагностики и ремонта ГТС Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Chubunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шевалдыкин Виктор Гаврилович</i>	д.т.н., ведущий научный сотрудник ООО «Акустические Контрольные Системы». E-mail: shev@acsys.ru
<i>Штайнер Михаэль</i>	доктор наук, руководитель Отдела обеспечения целостности трубопроводов Open Grid Europe GmbH. E-mail: michael.steiner@open-grid-europe.com
<i>Юань Цзюньтао</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpcc.com.cn

## Information about the authors

<i>Admakin Maksim Mikhaylovich</i>	head of a division at the Gazprom Orgenergogaz JSC. E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru
<i>Alekhin Sergey Gennadyevich</i>	candidate of engineering, head of the Development department of the Acoustic Control Systems LTD. E-mail: alekhin@acsys.ru
<i>Arabey Andrey Borisovich</i>	candidate of engineering, chief research associate in the Corporate scientific & technical center for development of pipe products at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Arabey@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chubunov Mikhail Vladimirovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for predicting technical state, and planning diagnostics and repairs of gas transportation system of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Chubunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dzhumayev Pavel Sergeevich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute). E-mail: psdzhumaev@mephi.ru
<i>Fu Anqing</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpc.com.cn
<i>Günther Christina</i>	dr., leading specialist of the Department for Pipeline integrity support at the Open Grid Europe GMBH. E-mail: christina.guenther@open-grid-europe.com
<i>Han Yan</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: hanyan003@cnpc.com.cn
<i>Huo Chunyang</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpc.com.cn
<i>Isayenkova Margarita Gennadyevna</i>	doctor of physics and mathematics, assistant professor at the National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute). E-mail: isamarg@mail.ru
<i>Kashkovskiy Roman Vladimirovich</i>	candidate of chemistry, head of the Laboratory for physical-chemical modelling and prophylaxis of stress-corrosion faults at the Unified Gas Supply system facilities in the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khokhlachev Nikolay Sergeevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for biotechnological researches in the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Klimova Irina Viktorovna</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. E-mail: bgd4@mail.ru
<i>Krymskaya Olga Aleksandrovna</i>	assistant, senior research associate at the National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute). E-mail: olgakrym@inbox.ru
<i>Lavrentyev Nikita Dmitriyevich</i>	engineer in the Engineering and Technical Center at the Gazprom Transgaz Ukhta. E-mail: lavrentev_nd@sgp.gazprom.ru
<i>Lyapichev Dmitriy Mikhaylovich</i>	head of the Corporate scientific-technical center for gas transport systems and technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Lyapichev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Maksyutin Igor Vladimirovich</i>	head of a division in the Engineering and Technical Center at the Gazprom Transgaz Ukhta. E-mail: imaksiutin@sgp.gazprom.ru
<i>Marewski Ulrich</i>	dr., chief specialist of the Department for Pipeline integrity support at the Open Grid Europe GMBH. E-mail: ulrich.marewski@open-grid-europe.com
<i>Milko-Butovskiy Georgiy Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for predicting technical state, and planning diagnostics and repairs of gas transportation system in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: G_Milko-Butovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minushkin Roman Aleksandrovich</i>	engineer, postgraduate student at the National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute). E-mail: raminushkin@mephi.ru
<i>Morozov Nikolay Sergeyevich</i>	engineer, postgraduate student at the National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute). E-mail: nsmorozov@mephi.ru
<i>Pogulyayev Stepan Ivanovich</i>	deputy head of the Laboratory for physical-chemical modelling and prophylaxis of stress-corrosion faults at the Unified Gas Supply system facilities in the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Poletayev Mikhail Georgiyevich</i>	deputy head of a division at the Gazprom Orgenergogaz JSC. E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru
<i>Popkov Andrey Sergeyevich</i>	chief specialist at the Gazprom PJSC. E-mail: A.S.Popkov@adm.gazprom.ru
<i>Remishevskaya Karina Viktorovna</i>	head of the Division for analytical graphics in the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Remishevskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ryakhovskikh Ilya Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Samokrutov Andrey Anatolyevich</i>	doctor of engineering, general director of the Acoustic Control Systems LTD. E-mail: samokrutov@acsys.ru
<i>Shevaldykin Viktor Gavriilovich</i>	doctor of engineering, leading research associate at the Acoustic Control Systems LTD. E-mail: shev@acsys.ru
<i>Steiner Michael</i>	dr., head of the Department for Pipeline integrity support at the Open Grid Europe GMBH. E-mail: michael.steiner@open-grid-europe.com
<i>Tokareva Svetlana Andreyevna</i>	postgraduate student of the Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. E-mail: lana_tokareva212@mail.ru
<i>Yuan Juntao</i>	State key laboratory for performance and structure safety of petroleum tubular goods and equipment materials, CNPC Tubular Goods Research Institute. E-mail: admin_eng@cnpc.com.cn
<i>Zakharov Denis Yuryevich</i>	candidate of engineering, chief specialist of the Division for well construction management and control at the Gazprom PKhG LLC. E-mail: D.Zakharov@phg.gazprom.ru
<i>Zhedulov Sergey Aleksandrovich</i>	junior research associate in the Laboratory for physical-chemical modelling and prophylaxis of stress-corrosion faults at the Unified Gas Supply system facilities of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Zhedulov@vniigaz.gazprom.ru