

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-73-81  
УДК 622.691.4

**М.В. Закирьянов, Б.С. Файзуллин, Г.Е. Коробков** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация),  
**М.В. Чучкалов** (ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Российская Федерация)

## ГАРАНТИРОВАННАЯ ПРОЧНОСТЬ ТРУБЫ С ТРЕЩИНАМИ ПОПЕРЕЧНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

**Mars V. Zakiryaynov, Bulat S. Faizullin, Gennadiy E. Korobkov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation),  
**Mikhail V. Chuchkalov** (Gazprom Transgaz Ufa LLC, Ufa, Russian Federation)

### GUARANTEED STRENGTH OF PIPES WITH TRANSVERSE CRACKS UNDER STRESS

#### Введение

Одной из приоритетных задач для обеспечения надежной эксплуатации магистральных газопроводов является выявление дефектов стенок труб. Современными внутритрубными снарядами-дефектоскопами обеспечивается достоверная выявляемость дефектов типа «поперечная трещина» и «зона поперечных трещин» на уровне не менее 20 % от толщины стенки трубы. Это обстоятельство подразумевает, что трубы с данными типами дефектов (с глубиной менее 20 %) остаются в эксплуатации, но они могут привести к аварийным отходам газопроводов. В этой связи возникает необходимость оценки опасности трещин с точки зрения хрупкого разрушения, как наиболее непредсказуемого и быстрого процесса.

#### Цели и задачи

На основе численного расчета коэффициента интенсивности напряжений определить уровень продольных напряжений, который гарантирует прочность участка трубопровода с трещинами поперечного растрескивания под напряжением.

#### Background

One of the priority tasks to ensure reliable operation of main gas pipelines is to identify defects in pipe walls. Modern intratubal flaw detectors provide reliable finding of defects such as «transverse cracks» and «transverse cracks zone» at a level of at least 20 % of the pipe wall thickness. This circumstance implies that pipes with these defects types (with a depth of less than 20 %) remain in operation, but they can lead to accidental failures of gas pipelines. In this regard, there is a need to assess the cracks risk in terms of brittle fracture, as the most unpredictable and rapid process.

#### Aims and Objectives

Based on the numerical calculation of the stress intensity factor, to determine the level of longitudinal stresses, which guarantees the strength of the pipeline section with transverse cracks under stress.

### Методы

В качестве расчетной модели принята растягиваемая полоса бесконечной длины с поперечной трещиной. Для учета вязкой составляющей в изломе стенки трубы задача рассматривалась в упругопластической постановке, с вычислением интеграла Черепанова-Райса.

### Результаты

При отсутствии данных для оценки скорости роста развивающихся дефектов используют следующие значения для скорости роста стресс-коррозионного дефекта: по глубине - 1,0 мм/год, по длине и ширине - 4,0 мм/год. Теоретически невыявленная трещина глубиной 3,14 мм за 2 года эксплуатации (периодичность внутритрубной диагностики на участках с выявленными дефектами коррозионного растрескивания под напряжением) может увеличиться до глубины 5,14 мм и фактически привести за данный период времени к разрушению.

Представленные результаты расчета показывают необходимость определения характеристик пластичности трубной стали: вязкости разрушения, упругопластической вязкости разрушения, а также позволяют определить уровень продольных напряжений для гарантированной прочности участка магистрального газопровода.

### Methods

A stretchable strip of infinite length with a transverse crack is taken as the computational model. To account for the viscous component in the fracture of the pipe wall, the problem was considered in the elastoplastic formulation, with the calculation of the Cherepanov-Rice integral.

### Results

In the absence of data, the following values are used to estimate the growth rate of developing defects: the growth rate of the stress-corrosion defect: 1.0 mm / year in depth, 4.0 mm / year in length and width. A theoretically undetected crack 3.14 mm deep over 2 years of operation (the frequency of in-line inspection in areas with identified stress-corrosion cracking defects) may increase to a depth of 5.14 mm and actually lead to destruction over a given period of time.

The presented calculation results show the need to determine the pipe steel ductility characteristics: fracture toughness, elastoplastic fracture toughness, and also allow to determine the longitudinal stresses level for guaranteed strength of a section of the main gas pipeline.

---

**Ключевые слова:** газопровод, стресс-коррозия, продольные напряжения, хрупкое разрушение, коэффициент интенсивности напряжений

**Key words:** gas pipeline, stress corrosion, longitudinal stress, brittle fracture, stress intensity factor

---

Определение напряженно-деформированного состояния (НДС) участка магистрального газопровода (МГ) является первоочередной задачей при расчетах прочности и устойчивости. Высокий уровень продольных напряжений способствует появлению и развитию трещин поперечного (кольцевого) направления (пКРН), которые могут привести к аварийным разрушениям без стадии медленного роста трещины [1, 2]. Статистика аварий и инцидентов на магистральных газо- и кон-

денсатопроводах по причине пКРН в ПАО «Газпром» за 1996-2015 гг. показывает, что разрушение может происходить как по телу трубы, так и по кольцевому сварному шву [3]. Авторами отмечаются 12 случаев аварий и инцидентов на магистральных газо- и конденсатопроводах, при которых трещины пКРН являются как основной причиной разрушения, так и имеют сопутствующий характер.

Исследования изломов разрушенных труб по причине коррозионного растрескива-

ния под напряжением (КРН) указывают в общем случае на механизм вязкохрупкого разрушения, причем с увеличением продолжительности эксплуатации трубы хрупкая составляющая возрастает. Например, проведенные стендовые испытания труб 1420x16,5 мм класса прочности X70 после 30 лет эксплуатации показывают квазихрупкий характер разрушения и неконтролируемость развития зародившихся трещин КРН [4].

Линейная механика разрушения (механика развития магистральных трещин) описывает хрупкое разрушение материала при росте трещины в условиях малых пластических деформаций [5, 6]. Одним из классических показателей прочности, в рамках линейной механики разрушения, является вязкость разрушения  $K_{Ic}$  (МПа·м<sup>0,5</sup>), которую допускается определять по следующей зависимости [7]:

$$K_{Ic} = \sqrt{219,78 \cdot KCV}, \quad (1)$$

где  $KCV$  - ударная вязкость разрушения, Дж/см<sup>2</sup>.

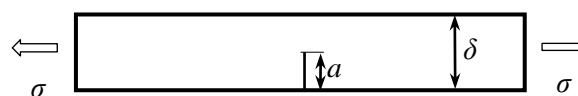
Условие хрупкого разрушения записывается в следующем виде [5, 6]:

$$K_I \geq K_{Ic}, \quad (2)$$

где  $K_I$  - коэффициент интенсивности напряжений (КИН) для трещины I типа.

Для исследования характеристик НДС, создаваемого острой поперечной трещиной в трубе (или отводе холодного гнутья) при растягивающих продольных напряжениях, предлагается использовать двумерную модель на основе метода конечных элементов (КЭ) - КЭ-модель. Решение задач с трещинами методом конечных элементов основывается на введении сингулярных элементов, окружающих вершину трещины. При этом промежуточные узлы сдвигаются к вершине трещины на расстояние четверти стороны элемента, а узлы, окружающие вершину, имеют возможность независимого перемещения. Данный подход позволяет правильно моделировать асимптотику решения у вершины острой трещины для упругого и идеального упругопластического материала [5, 6].

В качестве расчетной модели используется бесконечная полоса с поперечной трещиной (рисунок 1).



$\sigma$  - растягивающие напряжения, МПа;  
 $a$  - глубина трещины, м;  
 $\delta$  - толщина стенки трубы

Рисунок 1. Расчетная схема [8]

КИН  $K_I$  в данной постановке задачи рассчитывается по следующей асимптотической зависимости [8]:

$$K_I = \sigma \sqrt{\pi a} \cdot F_I(a), \quad (3)$$

где  $F_I(a) = 1,12 - 0,231 \frac{a}{\delta} + 10,55 \left(\frac{a}{\delta}\right)^2 - 21,72 \left(\frac{a}{\delta}\right)^3 + 30,39 \left(\frac{a}{\delta}\right)^4$ ;

$\sigma$  - растягивающие напряжения, МПа;  
 $a$  - глубина трещины, мм;  
 $\delta$  - толщина стенки трубы, мм.

Согласно действующему нормативному документу [7], максимальное значение КИН  $K_I$  для поперечного стресс-коррозионного дефекта вычисляется по следующей зависимости:

$$K_I = (\sigma_{np}^N \cdot M_n + \sigma_{np}^M \cdot M_m) \cdot \sqrt{\pi a} \cdot \Phi^{-1}, \quad (4)$$

где  $\sigma_{np}^N$  - напряжения от осевых нагрузок;

$\sigma_{np}^M$  - напряжения от изгибающих нагрузок;

$M_n$  - корректирующий коэффициент при мембранной составляющей продольных напряжений;

$M_m$  - корректирующий коэффициент при изгибной составляющей продольных напряжений;

$\Phi$  - полный эллиптический интеграл второго рода.

Рассмотрим опасность пКРН для труб с толщиной стенки 15,7 мм на основе КИН  $K_I$ .

Трещина пКРН с максимальной глубиной от 10 % до 20 % от толщины стенки трубы относится к условно допустимому дефекту при условии, что его максимальная протяженность не превышает  $20\delta$ . Аналогичные дефекты с глубиной 50 % и более от толщины стенки трубы относятся к недопустимым, независимо от их протяженности [7]. Примем, что протяженность дефекта равна 314 мм

( $20\delta$ ) и отнесем к условно допустимому дефекту. В таблице 1 представлены результаты расчета КИН  $K_I$ , выполненные на КЭ-модели (КЭМ) в упругой постановке, а также по формулам (3) и (4) при глубине трещины до 30 % от толщины стенки трубы при различном уровне растягивающих продольных напряжений (при фиксированной длине трещины 314 мм для расчета по формуле (4)).

Таблица 1. Результаты расчета  $K_I$ , МПа·м<sup>0,5</sup>

Уровень продольных напряжений, МПа	Глубина трещины 10 %			Глубина трещины 20 %			Глубина трещины 30 %		
	Формула (4)	Формула (3)	КЭМ	Формула (4)	Формула (3)	КЭМ	Формула (4)	Формула (3)	КЭМ
100	8,75	8,31	8,33	13,36	13,61	13,56	18,16	20,19	20,17
200	14,49	16,6	16,67	26,71	27,22	27,13	36,33	40,38	40,35
300	26,27	24,9	25,01	40,13	40,84	40,69	54,58	60,57	60,52
400	35,00	33,25	33,35	53,44	54,45	54,26	74,45	72,70	80,69

Анализ таблицы 1 показывает возможность расчета характеристик НДС, создаваемого поперечной трещиной на трубе, по модели бесконечной растягиваемой полосы. Учитывая точность определения КИН  $K_I$ , глубина трещины при модельных расчетах должна составлять не более 30 % от толщины стенки трубы.

Данное ограничение позволяет, с одной стороны, оставаться в рамках нормативного документа [7], а с другой, не умаляет практическую ценность расчетов, поскольку современными средствами внутритрубной диагностики (ВТД) выявляются аномалии типа «поперечная трещина» (CRAC) и «зона поперечных трещин» (CSCC) при глубине не менее 20 % от толщины стенки трубы [9].

Представленные результаты получены в рамках линейной механики разрушения и не учитывают вязкий долом.

Согласно подходу Ирвина, наличие пластической зоны перед вершиной трещины фиктивно увеличивает глубину трещины, что увеличивает значение КИН  $K_I$ .

Поэтому целесообразно определить КИН  $K_I$ , используя три расчетных подхода:

1) на основе асимптотических зависимостей (3) и (4) в рамках линейной механики разрушения;

2) на основе поправки Ирвина на зону пластической деформации в рамках линейной механики разрушения с фиктивным увеличением длины трещины на величину [5]:

$$r_p = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\frac{K_I}{\sigma_T}\right)^2,$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести трубной стали, Па;

3) на основе определения баланса энергии у вершины трещины через интеграл Черепанова-Райса ( $J$ -интеграл) в рамках нелинейной механики разрушения [5, 6]:

$$J = \int_{\Gamma} \left( W dy - \sigma_{ij} n_j \frac{du_i}{dx} ds \right), \quad (6)$$

где  $\Gamma$  - контур, охватывающий вершину трещины;

$W = \int_0^{\varepsilon_{ij}} \sigma_{mn} d\varepsilon_{mn}$  - удельная потенциальная энергия деформации в точках контура;

$u_i$  - перемещение точки контура;

$n_j$  - нормаль в точке к контуру  $\Gamma$ ;

$ds$  - элемент длины контура.

Контурный энергетический интеграл характеризует поток упругой энергии в вершину трещины в случае идеально упругого тела. При наличии развитых пластических деформаций данный интеграл характеризует разность энергий двух систем со слабо отличающимися друг от друга площадями трещин, отнесенную к разности этих площадей [5, 6].

В случае хрупкого разрушения связь между  $J$ -интегралом и КИН  $K_I$  при плоском напряженном состоянии для трещины первого типа выражается следующей зависимостью:

$$J_I = \frac{(1 - \nu^2)}{E} \cdot K_I^2, \quad (7)$$

где  $\nu$  - коэффициент Пуассона стали, принимаемый равным 0,3;

$E$  - модуль упругости стали, принимаемый равным  $2,06 \cdot 10^5$  МПа.

Для упругопластического расчета приняты следующие механические свойства стали:

предел текучести  $\sigma_T = 520$  МПа;

временное сопротивление разрыву  $\sigma_B = 640$  МПа;

относительное сужение при разрыве  $\psi_f = 56$  %.

Величины  $J$ -интеграла и КИН  $K_I$  рассчитывались для трубы с толщиной стенки 15,7 мм численным методом в соответствии с рекомендациями [5, 6].

На рисунке 2 представлены основные результаты данной работы.

Графики отражают величину КИН  $K_I$  для поперечных трещин с глубинами: 2,35 (15 %), 3,14 (20 %), 3,9 (25 %) и 4,71 мм (30 %).

Прямыми наклонными линиями представлены значения КИН  $K_I$ , рассчитанные по зависимостям (3) и (4). Значения КИН  $K_I$ , рассчитанные через  $J$ -интеграл, на графиках обозначены как « $J$ -инт».

Наклон прямых линий показывает, что трещины глубиной до 30 % от толщины стенки трубы не представляют опасности вплоть до величины продольных напряжений, равных временному сопротивлению разрыву стали, что противоречит экспериментальным данным.

Стоит отметить, что зависимость (7) можно применять только при маломасштабной пластической деформации у вершины трещины - с протяженностью зоны равной менее 20 % от линейных размеров трещины [6].

Величину масштаба деформации позволяют определять средства КЭ-моделирования (рисунок 3).

Величины КИН  $K_I$ , рассчитанные в рамках линейной механики разрушения с поправкой Ирвина, находятся между значениями КИН  $K_I$ , рассчитанными другими рассматриваемыми в данной работе способами.

С увеличением глубины трещины значения КИН  $K_I$ , рассчитанные с поправкой Ирвина и через энергетический контурный интеграл, приближаются друг другу, что показывает возможность расчета опасности трещины ПКРН с учетом вязкой составляющей долома.

По известной величине вязкости разрушения KCV трубной стали, диспетчерским данным по давлению и температуре газа на участке газопровода диаметром  $D=1420$  мм с толщиной стенки трубы  $\delta=15,7$  мм, ВТД и рисунку 2 имеется возможность определить уровень продольных напряжений, при котором газопровод гарантированно защищен от разрушения по причине ПКРН. Расчет на гарантированную прочность в этом случае подразумевает наличие невыявленных трещин ПКРН.

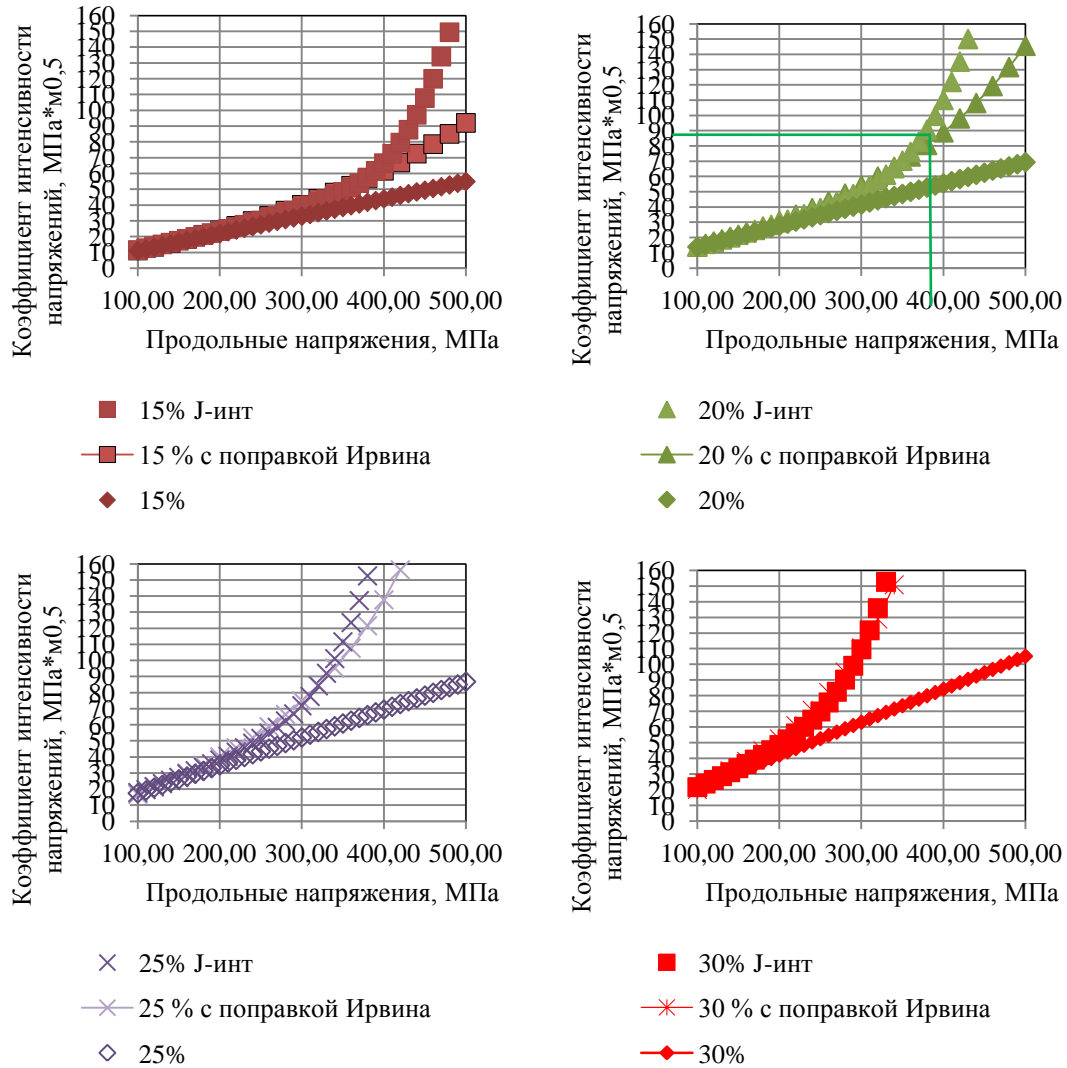


Рисунок 2. Величина КИН  $K_I$  для поперечной трещины с глубиной от 15 % до 30 % (труба с толщиной стенки 15,7 мм)

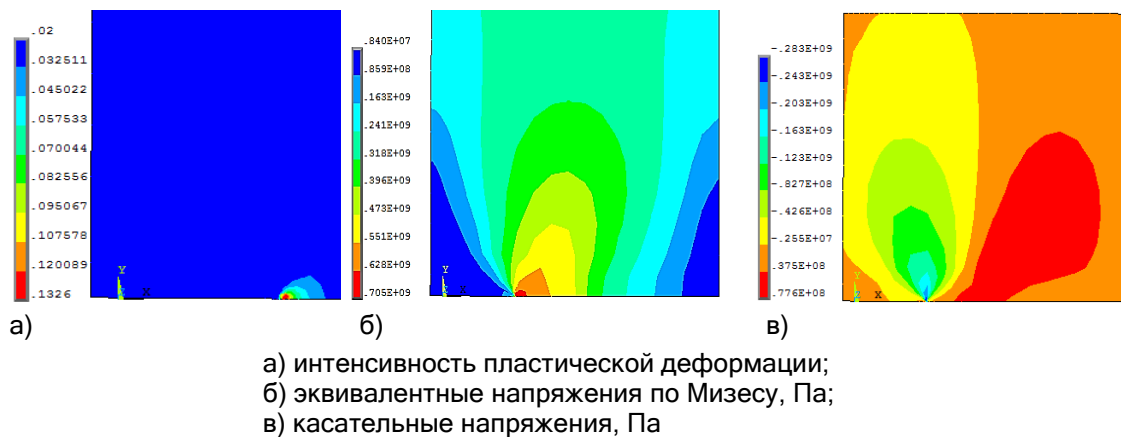


Рисунок 3. НДС у вершины поперечной трещины глубиной 30 % от толщины стенки трубы при продольных напряжениях 250 МПа

Для поперечных стресс-коррозионных дефектов максимальные растягивающие напряжения  $\sigma_{пр}$  от нормативных нагрузок и воздействий при проектном положении газопровода вычисляют по формуле [7]:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}^N + \sigma_{пр}^M, \quad (8)$$

где  $\sigma_{пр}^N$  - напряжения от осевых нагрузок, МПа;

$\sigma_{пр}^M$  - напряжения от изгибающих нагрузок, МПа.

Для примера примем, что значение ударной вязкости трубной стали KCV составляет 40 Дж/см<sup>2</sup>, что соответствует значению  $K_{Ic} = 94 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5}$ .

Осевые продольные напряжения от действия внутреннего давления газа на участке  $p=7,4$  МПа и температурного перепада  $\Delta t = 0$  °С составляют [7, 10]:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр}^N &= \nu \cdot \frac{p(D - 2\delta)}{2\delta} - \alpha E \Delta t = \\ &= 0,3 \cdot \frac{7,4 \cdot 10^6 \cdot (1,420 - 2 \cdot 0,0157)}{2 \cdot 0,0157} - \\ &- 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0 = 98,2 \text{ (МПа)}, \quad (9) \end{aligned}$$

где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/град;

$\Delta t$  - температурный перепад, равный разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой при монтаже, град.

Для трещины с глубиной 3,14 мм (20 % - порог выявления трещины пКРН) критический уровень продольных напряжений, который может привести к хрупкому разрушению, равен  $\sigma_{пр} = 390$  МПа (рисунок 2). Тогда для гарантированной прочности участка напряжения от изгибающих нагрузок должны быть не более

$$\sigma_{пр}^M = \sigma_{пр} - \sigma_{пр}^N = 390 - 98,2 = 291,8 \text{ (МПа)}. \quad (10)$$

Соответственно радиус упругого изгиба трубопровода  $\rho_{изг}$  должен быть не менее [10]

$$\rho_{изг} = \frac{ED}{2 \cdot \sigma_{пр}^M} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,42}{2 \cdot 291,8 \cdot 10^6} = 501,2 \text{ (м)}. \quad (11)$$

Аналогично для газопровода 1220 x 15,7 мм при принятых эксплуатационных нагрузках радиус упругого изгиба должен быть не менее 478 м.

Таким образом, работы [1, 2] по определению потенциально опасных участков (ПОУ) по результатам ВТД получают дальнейшее развитие, которое заключается в оценке прочности труб на ПОУ с учетом невыявленных трещиноподобных дефектов.

Согласно [11], при отсутствии данных для оценки скорости роста развивающихся дефектов используют следующие значения для скорости роста стресс-коррозионного дефекта: по глубине - 1,0 мм/год, по длине и ширине - 4,0 мм/год.

Поэтому теоретически невыявленная трещина с глубиной 3,14 мм за 2 года эксплуатации (периодичность ВТД на участках с выявленными дефектами КРН [12]) может иметь глубину 5,14 мм и фактически за данный период времени привести к разрушению.

В связи с тем, что средствами ВТД достоверное обнаружение пКРН (глубиной до 20 % от толщины стенки трубы) носит вероятностный характер, контроль уровня НДС на ПОУ МГ является первоочередной задачей.

### Вывод

При отсутствии данных для оценки скорости роста развивающихся дефектов используют следующие значения для скорости роста стресс-коррозионного дефекта: по глубине - 1,0 мм/год, по длине и ширине - 4,0 мм/год. Теоретически невыявленная трещина глубиной 3,14 мм за 2 года эксплуатации (периодичность внутритрубной диагностики на участках с выявленными дефектами КРН) может увеличиться до глубины 5,14 мм и фактически привести за данный период времени к разрушению.

Представленные результаты расчета показывают необходимость определения характеристик пластичности трубной стали: вязкости разрушения, упругопластической вязкости разрушения, а также позволяют определить уровень продольных напряжений для гарантированной прочности участка магистрального газопровода.

Список литературы

1. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Разработка технологии выявления и ремонта потенциально опасных участков газопроводов по признаку поперечного коррозионного растрескивания под напряжением // Территория Нефтегаз. 2014. № 12. С. 74-77.
2. Пат. 2602327 Российская Федерация, МПК 7 F 16 L 1/00. Способ определения потенциально опасных участков трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния / Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. и др. № 2015112903/06; заявл. 08.04.2015; опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
3. Докутович А.Б., Коваленко С.В., Кузнецов А.Н., Немчин Ю.В., Шапиро В.Д. О возможности прогнозирования различных видов стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. 2016. № 3 (27). С. 64-78.
4. Велиулин И.И., Зорин А.Е., Колотовский П.А. Исследование развития стресс-коррозионных трещин // Территория Нефтегаз. 2010. № 5. С. 24-25.
5. Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1985. 504 с.
6. Морозов Е.М., Муиземнек А.Ю., Шадский А.С. ANSYS в руках инженера: механика разрушения. 2-е изд., испр. М.: ЛЕНАНД, 2010. 456 с.
7. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. Введ. 2008-01-31. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. IV. 42 с.
8. Ито Ю., Мураками Ю., Хасебэ Н. и др. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: в 2 т.: Пер. с англ. / Под ред. Ю. Мураками. М.: Мир, 1990. Т.1: 448 с.
9. Отчет внутритрубного диагностирования газопровода Уренгой - Новопсков. Березовский: ЗАО НПО «Внутритрубная диагностика», 2017. 1003 с.
10. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. М.: 2013. 100 с.
11. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». Введ. 2012-06-29. М.: ООО «Газпром экспо», 2014. 111 с.
12. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Введ. 2010-08-11. М.: ООО «Газпром экспо», 2010. 230 с.

References

1. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M. Razrabotka tekhnologii vyavleniya i remonta potentsial'no opasnykh uchastkov gazoprovodov po priznaku poperechnogo korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Development of The Technology for Identification and Repair of Gas Pipelines Potentially Hazardous Sections by the Sign of Cross-Section Stress Corrosion Cracking]. *Territoriya Neftegaz - Oil and Gas Territory*, 2014, No. 12, pp. 74-77. [in Russian].
2. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M. et al. *Sposob opredeleniya potentsial'no opasnykh uchastkov truboprovoda s neproyektnym urovнем napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya* [The Method of Determining Potentially Dangerous Sections of the Pipeline with a Non-Design Level of Stress-Strain State]. Patent RF, No. 2602327, 2016. [in Russian].
3. Dokutovich A.B., Kovalenko S.V., Kuznetsov A.N., Nemchin Yu.V., Shapiro V.D. O vozmozhnosti prognozirovaniya razlichnykh vidov stress-korroziionnykh povrezhdenii magistral'nykh gazoprovodov PAO «Gazprom» [On the Possibility of Predicting Various Types of Stress-Corrosion Damage to Gas Pipelines of PJSC Gazprom]. *Vesti gazovoi nauki - Gas Science News*, 2016, No. 3 (27), pp. 64-78. [in Russian].
4. Veliyulin I.I., Zorin A.E., Kolotovskii P.A. Issledovanie razvitiya stress-korroziionnykh treshchin [Study of the Development of Stress-Corrosion Cracks]. *Territoriya Neftegaz - Oil and Gas Territory*, 2010, No. 5, pp. 24-25. [in Russian].
5. Parton V.Z., Morozov E.M. *Mekhanika uprugoplasticheskogo razrusheniya* [Mechanics of Elastoplastic Destruction]. Moscow, Nauka Publ., 1985, 504 p. [in Russian].
6. Morozov E.M., Muizemnek A.Yu., Shadskii A.S. *ANSYS v rukakh inzhenera: mekhanika razrusheniya* [ANSYS in the Engineer's Hands: Mechanics of Destruction]. Moscow, LENAND Publ., 2010, 456 p. [in Russian].
7. *STO Gazprom 2-2.3-173-2007. Instruksiya po kompleksnomu obsledovaniyu i diagnostike magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem* [STO Gazprom 2-2.3-173-2007. Instructions for a Comprehensive Survey and Diagnosis of Gas Pipelines Prone to Stress Corrosion Cracking]. Moscow, LLC IRTS Gazprom, 2007. IV, 42 p. [in Russian].
8. Ito Yu., Murakami Yu., Khasebe N. et al. *Spravochnik po koeffitsientam intensivnosti napryazhenii* [Handbook of Stress Intensity Factors]. Moscow, Mir Publ., 1990, Vol. 1, 448 p. [in Russian].
9. *Otchet vnutritrubnogo diagnostirovaniya gazoprovoda Urengoi - Novopskov* [Report on in-Line Diagnosis of the Urengoy - Novopskov Gas Pipeline]. Berезovskiy, ZAO NPO «Vnutritrubnaya diagnostika», 2017, 1003 p. [in Russian].
10. *SP 36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody* [Construction Norms and Regulations. Main Pipelines]. Moscow, Gosstroy Russia Publ., 2013, 100 p. [in Russian].



11. *R Gazprom 2-2.3-691-2013. Metodika formirovaniya programm tekhnicheskogo diagnostirovaniya i remonta ob'ektov lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov ESG OAO «Gazprom».* [R Gazprom 2-2.3-691-2013. Methods of Formation of Programs for Technical Diagnostics and Repair of Objects of the Linear Part of Gas Trunk Lines of UGSS of OAO Gazprom]. Moscow, LLC Gazprom Expo Publ., 2014, 111 p. [in Russian].

12. *STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Pravila ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov* [STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Rules for the Operation of Gas Pipelines]. Moscow, LLC Gazprom Expo, 2010, X, 230 p. [in Russian].

**Автор**

• Закирьянов Марс Васильевич  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант кафедры «Транспорт и хранение  
нефти и газа»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: mars.zakiryanov.1988@mail.ru

• Файзуллин Булат Саяфетдинович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант кафедры «Сооружение и ремонт  
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: bulat-fayzullin@inbox.ru

• Коробков Геннадий Евгеньевич, доктор  
технических наук, профессор  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Профессор кафедры «Транспорт и хранение  
нефти и газа»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: korobkov45@mail.ru

• Чучкалов Михаил Владимирович, д-р техн. наук  
ООО «Газпром трансгаз Уфа»  
Начальник технического отдела  
Российская Федерация, 450054, г. Уфа,  
ул. Р. Зорге, 59  
e-mail: mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

**The Author**

• Zakiryanov Mars V.  
Ufa State Petroleum Technological University,  
Post-graduate Student of Oil and Gas Transport and  
Storage Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: mars.zakiryanov.1988@mail.ru

• Faizullin Bulat S.  
Ufa State Petroleum Technological University,  
Post-graduate Student of Gas and Oil Pipelines  
and Storage Facilities Construction and Repair  
Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: bulat-fayzullin@inbox.ru

• Korobkov Gennadiy E., Doctor of Engineering  
Sciences, Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Professor of Oil and Gas Transport and Storage  
Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: korobkov45@mail.ru

• Chuchkalov Mikhail V., Doctor of Engineering  
Sciences  
Gazprom Transgaz Ufa LLC  
Head of Technical Department  
59, R. Zorge str., Ufa, 450054,  
Russian Federation  
e-mail: mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru