

УДК 620.194.22:622.691.4.053

## Мониторинг напряженного состояния газопроводов как необходимый элемент контроля коррозионного растрескивания

Д.М. Ляпичев<sup>1,2\*</sup>, А.С. Лопатин<sup>2</sup>, Д.П. Никулина<sup>2</sup>

<sup>1</sup> АО «Газпром энергетика», Российская Федерация, 115304, г. Москва, ул. Луганская, д. 11

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

\* E-mail: D.Lyapichev@oeg.gazprom.ru

### Ключевые слова:

газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением, оценка напряженно-деформированного состояния металла, внутритрубная дефектоскопия, мониторинг протяженными волоконно-оптическими сенсорами, планово-высотное положение, монтажное напряжение.

**Тезисы.** Коррозионное растрескивание под напряжением является одним из наиболее опасных коррозионных процессов. На кинетику данного процесса влияет множество факторов, в том числе напряженно-деформированное состояние металла труб и соединительных деталей трубопроводов. Известно, что при повышенном уровне напряженного состояния могут интенсифицироваться электрохимические процессы, а в случае превышения напряжениями критических значений происходит развитие дефектов. Отдельного внимания заслуживают дефекты коррозионного растрескивания, ориентированные в кольцевом направлении, выявление которых существующими технологиями диагностирования затруднено. Степень опасности таких дефектов в основном зависит от уровня продольных напряжений, для достоверной оценки которых требуются расчетно-экспериментальные исследования. В рамках статьи обосновывается необходимость мониторинга (периодического и непрерывного) параметров технического состояния газопроводов, которые используются для оценки их напряженно-деформированного состояния и, как следствие, стойкости к коррозионному растрескиванию. Показано, что точное определение планово-высотного положения трубопроводов и учет монтажных напряжений являются критически важными условиями достоверной оценки степени опасности дефектов коррозионного растрескивания.

Одним из основных факторов, определяющих кинетику процесса коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), является напряженно-деформированное состояние (НДС) материала конструкций. Известно, что металл труб и соединительных деталей газопроводов находится в сложном напряженном состоянии, обусловленном множеством нагрузок и воздействий, которым он подвергается в процессе эксплуатации [1]. Соответственно, исследование влияния НДС металла труб на протекание КРН газопроводов является актуальной научно-технической задачей, без решения которой невозможно обеспечить достоверную оценку безопасности и остаточного ресурса газопроводов, подверженных воздействию коррозионных сред.

Большинство научных публикаций, посвященных оценке влияния НДС труб на зарождение и развитие дефектов КРН, ограничиваются исследованиями металла в простом (линейном) напряженном состоянии, а те немногие работы, в которых исследуется влияние сложного (плоского и объемного) напряженного состояния, как правило, завершаются только констатацией факта влияния вида напряженного состояния без какой-либо его количественной оценки [2, 3]. Кроме того, указанные работы исчерпываются анализом результатов лабораторных экспериментов, вследствие чего вопрос о практическом применении полученных результатов остается открытым.

Очевидно, что необходимым условием достоверной оценки возможности протекания КРН на конкретном участке трубопровода является точное определение текущего НДС металла, а также знание истории его изменения в процессе всего жизненного цикла. В настоящее время для оценки НДС конструкций применяют экспериментальные, расчетные и расчетно-экспериментальные методы. Экспериментальные методы позволяют достаточно точно оценить НДС локальных зон металла труб, но не позволяют сделать это для протяженных участков, кроме того, они имеют значительные недостатки [4].

Расчетные методы основаны на аналитическом или численном решении систем дифференциальных уравнений механики деформируемого твердого тела. При этом для успешной оценки НДС расчетная схема трубопровода должна включать как минимум данные о геометрической форме ненагруженного трубопровода, свойствах применяемых материалов, нагрузках и воздействиях на трубопровод. Данные берут из результатов предпроектных изысканий, и они далеко не всегда точно соответствуют фактическим условиям эксплуатации, поэтому расчетные методы применяются, как правило, только при проектировании, когда нет возможности уточнения информации.

В отличие от расчетных, расчетно-экспериментальные методы основаны на использовании результатов натурных измерений различных параметров состояния трубопроводов, анализе режимов работы и условий их нагружения. В процессе оценки НДС расчетная схема трубопровода корректируется до достижения максимального соответствия расчетного НДС и результатов его экспериментальной оценки в локальных сечениях. При необходимости достоверность полученного решения проверяется путем сравнения расчетных и экспериментальных значений в дополнительных, произвольно выбираемых, сечениях трубопровода.

Среди методов оценки НДС, позиционируемых разработчиками в качестве расчетно-экспериментальных, в последнее время наиболее популярны внутритрубная дефектоскопия (ВТД), а также мониторинг протяженными волоконно-оптическими сенсорами (ВОС). В рамках настоящей работы анализируется возможность применения указанных методов для оценки НДС с целью предупреждения развития КРН, показана необходимость обеспечения высокой точности оценки НДС, а также предлагается комплексный подход к организации мониторинга газопроводов.

### **Анализ современных расчетно-экспериментальных методов**

Нельзя не отметить, что отдельными компаниями, оказывающими услуги ВТД, декларируется возможность достоверной оценки НДС трубопроводов путем пропуска снарядов с навигационными системами, позволяющими определять плано-высотное положение трубопровода с точностью 1...1,5 м. В качестве основного критерия оценки допустимости

уровня НДС при этом используется радиус упругого изгиба трубопровода, определяемый с погрешностью 15...20 %.

Однако достоверно оценить НДС трубопроводов лишь на основании данных о плано-высотном положении невозможно, так как уровень продольных напряжений в трубопроводах определяется не только упругим изгибом его оси, но и условиями его нагружения, в том числе характером закрепления трубопровода в грунте. Так, например, на прямолинейном участке стального трубопровода, полностью защемленном в грунте и находящемся только под действием внутреннего давления, возникают продольные напряжения, составляющие 30 % от кольцевых. В то же время на аналогичном по форме участке, но не закрепленном в грунте, уровень продольных напряжений при нагружении внутренним давлением будет близок к нулю. Кроме того, оценка НДС, основанная только на данных ВТД, не позволяет учесть монтажные напряжения, зачастую имеющие высокие значения.

Нередко в качестве расчетно-экспериментального метода оценки НДС позиционируют также мониторинг протяженных участков трубопроводов с применением ВОС – волоконно-оптических кабелей, которые либо закрепляются вдоль оси трубопровода поверх защитного покрытия, либо укладываются с трубопроводом в одну траншею. При анализе данных, регистрируемых ВОС, оценивается изменение частоты бриллюэновского рассеяния, зависящей от уровня деформации и/или температуры кабеля.

Очевидным преимуществом использования ВОС является возможность непрерывного мониторинга изменения состояния трубопроводов без привлечения дополнительной техники и специализированных организаций. Кроме того, ВОС не требуют электропитания, взрывопожаробезопасны и нечувствительны к электромагнитным воздействиям. В лабораторных условиях применение ВОС показало достаточно хорошие результаты [5].

Тем не менее данный способ имеет ряд существенных недостатков, а именно не позволяет оценить:

- уровень монтажных напряжений, так как ВОС монтируются после сварки трубопровода;
- деформированное состояние конкретного сечения трубопровода, так как измеряется только усредненная на отрезке 0,5...1,5 м деформация кабеля;

- общее напряженное состояние, так как ВОС не дают информации обо всех компонентах деформации, а фиксируют лишь продольную деформацию кабеля;

- точное плано-высотное положение, привязав его к каким-либо реперам (возможно только определение участка кабеля, подвергшегося деформации).

Кроме того, при отслоении от трубопровода защитного покрытия увеличивается погрешность измерений ВОС, так как в этом случае сенсор измеряет деформацию изоляции, а не трубопровода.

Таким образом, рассмотренные методы обладают и достоинствами, и недостатками, что обуславливает необходимость оценки возможности их применения для контроля процесса КРН. Проанализируем далее, какое влияние оказывают погрешности рассмотренных методов на достоверность оценки факторов КРН.

### Погрешность определения радиуса упругого изгиба

Рассмотрим влияние погрешности определения минимального радиуса  $R$  упругого изгиба трубопровода на примере оценки опасности единичного дефекта КРН, ориентированного перпендикулярно оси трубопровода. Основные расчетные характеристики рассматриваемого участка представлены в табл. 1. Для этого оценим изменение расчетной степени опасности трещины длиной  $2a$  и глубиной  $b$  при изменении  $R$  в интервале 400...1000 м (рис. 1).

Для расчета воспользуемся известными соотношениями механики разрушения и теории сопротивления материалов [6]. Коэффициенты интенсивности напряжений  $K_{IA}$  и  $K_{IB}$  соответственно в точках  $A$  и  $B$ , Па·м<sup>1/2</sup>, (см. рис. 1) найдем по следующим формулам:

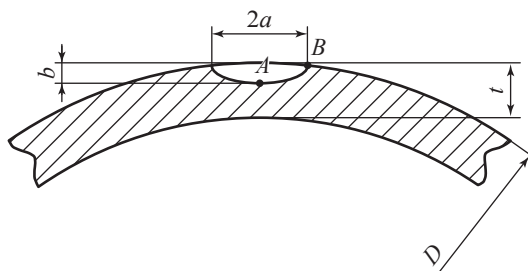


Рис. 1. Единичный кольцевой дефект КРН

$$K_{IA} = \sigma_t \sqrt{\pi b} \frac{M}{\Phi};$$

$$K_{IB} = \sigma_t \sqrt{\pi b} \frac{M}{\Phi} S, \quad (1)$$

$$M = \left( 1,13 - 0,09 \frac{b}{a} \right) + \left( -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \alpha} \right) \left( \frac{b}{t} \right)^2 + \left( 0,5 - \frac{1}{0,65 + \alpha} + 14(1 - \alpha)^{2,4} \right) \left( \frac{b}{t} \right)^4, \quad (2)$$

$$\Phi^2 = 1 + 1,464 \left( \frac{b}{a} \right)^{1,65}, \quad (3)$$

$$S = \left( 1,1 + 0,35 \left( \frac{b}{t} \right)^2 \right) \sqrt{\frac{b}{a}}, \quad (4)$$

где  $\sigma_t$  – растягивающее напряжение в брутто-сечении, Па.

Величину  $\sigma_t$  определим по формуле

$$\sigma_t = \mu \frac{Pd}{2t} - \alpha E \Delta T \pm \frac{Ed}{2R}, \quad (5)$$

где  $d$  – внутренний диаметр, м;  $\Delta T$  принимается положительным.

При анализе результатов расчета допустим, что развитие дефекта в магистральную

Таблица 1

### Расчетные характеристики дефектного элемента газопровода

Внешний диаметр, $D$ , м	1,02
Толщина стенки трубы, $t$ , м	0,01
Рабочее давление, $P$ , Па	$5,4 \cdot 10^6$
Температурный перепад, $\Delta T$ , К	-10
Коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha$ , К <sup>-1</sup>	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона, $\mu$	0,3
Модуль Юнга, $E$ , Па	$2,06 \cdot 10^{11}$
Модель материала	Линейная, упругая
Критический коэффициент интенсивности напряжений, $K_{IC}$ , Па·м <sup>1/2</sup>	$25 \cdot 10^6$
Глубина дефекта, $b$ , м	0,0015
Полудлина дефекта, $a$ , м	0,03
Защемление в грунте	Жесткое

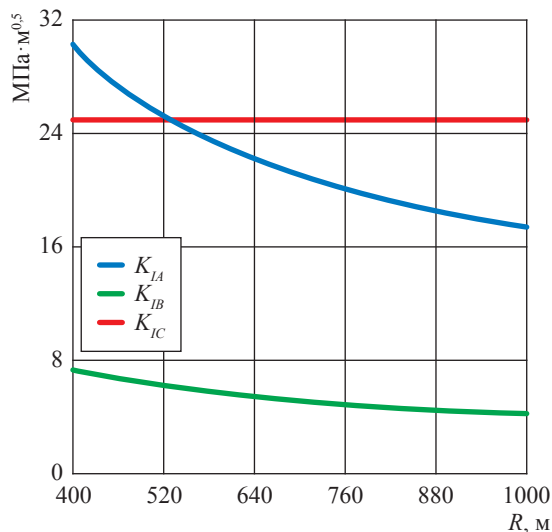


Рис. 2. Графики изменения коэффициентов интенсивности напряжений в зависимости от радиуса упругого изгиба трубопровода

трещину и последующее разрушение происходит после превышения действующим коэффициентом интенсивности напряжений критической величины  $K_{IC}$ . На рис. 2 представлены результаты расчета  $K_{IA}$  и  $K_{IB}$  рассматриваемого дефекта. Как видно на графике,  $K_{IA} > K_{IC}$  при  $R < 530$  м. В то же время при  $R = 580$  м  $K_{IA} = 23,63$  МПа·м<sup>0,5</sup>,  $K_{IB} = 5,85$  МПа·м<sup>0,5</sup>, что меньше критического значения  $K_{IC} = 25$  МПа·м<sup>0,5</sup>.

Таким образом, ошибка при определении значения  $R$  даже на 50 м (т.е. погрешность менее 15 %) может привести к неверной оценке опасности дефекта и, как следствие, к недостоверной оценке остаточного ресурса газопровода.

### Погрешность определения НДС газопроводов без учета монтажных напряжений

Рассмотрим возможную погрешность оценки НДС, обусловленную монтажными напряжениями, возникающими еще до эксплуатации трубопроводов. Достоверно определить уровень монтажных напряжений, возникающих в процессе строительного-монтажных работ, можно только экспериментально, в частности, путем применения интеллектуальных вставок [4]. Опыт установки интеллектуальных вставок на газопроводе Россия – Турция показал, что монтажные продольные напряжения способны достигать уровня 120 МПа (табл. 2).

Определим влияние такой погрешности на оценку опасности рассмотренного ранее дефекта, подставив в формулы (1)–(4) геометрические параметры из табл. 1 и приняв  $\sigma_t = 120$  МПа. В результате получим, что игнорирование монтажных напряжений может привести к погрешностям определения  $K_{IA}$  и  $K_{IB}$  соответственно 9,828 и 2,435 МПа·м<sup>0,5</sup>, что соответственно составляет 39,3 и 9,7 % от  $K_{IC}$ .

### Обсуждение результатов

Анализ показывает, что в отдельности ни один из рассмотренных методов не позволяет оценить НДС металла газопроводов с точностью, требуемой для достоверной оценки опасности дефектов КРН, ориентированных в кольцевом направлении. Основная проблема – точное определение уровня продольных напряжений, которые оказывают влияние и на дефекты КРН с кольцевой ориентацией, и на продольные дефекты: уровень продольных напряжений влияет на размеры упруго-пластической зоны по фронту дефекта, а также на уровень напряжений в этой зоне [7]. Кроме того, поскольку

Таблица 2

### Уровень монтажных напряжений в отдельных сечениях газопровода Россия – Турция (до начала эксплуатации)

Место установки интеллектуальной вставки	Заводской номер интеллектуальной вставки	Продольное напряжение, МПа
Щель Березовая	2	23
р. Безепс	4	22
Склон (321 км)	10	57
Склон (325 км)	11	57
Тоннель (355 км)	14	78
Тоннель (355 км)	16	120
Тоннель (357 км)	15	45

напряжения влияют на скорость электрохимических процессов [8], повышение точности оценки НДС актуально с точки зрения прогнозирования ожидаемых скоростей зарождения и развития дефектов КРН.

Основными путями снижения погрешности оценки продольных напряжений, возникающей из-за недостаточной точности определения планово-высотного положения трубопровода, видятся совершенствование аппаратной части навигационных систем снарядов-дефектоскопов, выполнение периодических внутритрубных обследований на одних и тех же участках, а также применение современных алгоритмов обработки данных. Учитывая тот факт, что влияние на зарождение и развитие дефектов КРН также оказывают кольцевые напряжения и деформации, уровень которых во многом зависит от формы поперечного сечения трубы, кроме определения формы оси трубопровода следует осуществлять обязательную профилометрию газопроводов.

Для снижения погрешности, обусловленной наличием монтажных напряжений, целесообразно применять встраиваемые средства мониторинга НДС, например интеллектуальные вставки.

\*\*\*

На основании изложенного при определении участков трубопроводов, потенциально опасных в отношении КРН, предлагается выполнять комплекс работ, обеспечивающих мониторинг их НДС на протяжении всего жизненного цикла. При проектировании трубопроводов следует предусматривать установку комплексных систем непрерывного мониторинга технического состояния на участках, НДС которых в процессе эксплуатации заведомо будет повышенным, при этом обязательным элементом таких систем должны стать средства оценки уровня монтажных продольных напряжений, а также средства контроля возможного изменения структурно-чувствительных характеристик трещиностойкости материала трубопроводов.

Перед вводом строящихся газопроводов в эксплуатацию необходимо предусматривать обязательное выполнение ВТД, в том числе дефектоскопиями-профилемерами, а также дефектоскопиями, оснащенными высокоточными навигационными системами. В отношении эксплуатируемых трубопроводов необходимы периодические внутритрубные обследования,

а также установка комплексных систем мониторинга на участках, опыт эксплуатации которых свидетельствует о возможных непроектных нагрузках и воздействиях.

Выполнение описанного комплекса работ позволит определять фактическое НДС трубопроводов с высокой точностью и, как следствие, повысит точность оценки опасности зарождения и развития дефектов КРН.

### Список литературы

1. Кантюков Р.А. Моделирование напряженно-деформированного состояния цилиндрического тела с локальным углублением трехмерными конечными элементами / Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов, И.М. Тамеев и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 2 (50). – С. 53–60.
2. Стеклов О.И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением / О.И. Стеклов. – М.: Машиностроение, 1990. – 384 с.
3. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 52–54.
4. 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.
5. Исламов Р.Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации: дис. ... к.т.н.: 25.00.19 / Р.Р. Исламов. – Ухта, 2018. – 168 с.
6. Бородин В.И. Расчетно-экспериментальное обоснование эффективности применения систем мониторинга газопроводов для достоверной оценки их технического состояния / В.И. Бородин, Д.М. Ляпичев, Р.Е. Шепелев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2. – С. 28–33.
7. Ляпичев Д.М. Оценка влияния напряженного состояния подземных газопроводов на их стойкость к коррозионному растрескиванию: дис. ... к.т.н.: 25.00.19 / Д.М. Ляпичев. – М., 2015. – 156 с.
8. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии / Э.М. Гутман. – М.: Металлургия, 1981. – 271 с.

## Monitoring of pipeline tension as a necessary element of corrosion cracking control

D.M. Lyapichev<sup>1,2\*</sup>, A.S. Lopatin<sup>2</sup>, D.P. Nikulina<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Orenenergogaz JSC, Bld. 11, Luganskaya street, Moscow, 115304, Russian Federation

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University", Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

\* E-mail: D.Lyapichev@oeg.gazprom.ru

**Abstract.** Stress corrosion cracking is one of the most dangerous corrosive processes. Its kinetics is affected by many factors including the stress-strained status of metal pipes and joints. It is known that in case of excessive tension some electrochemical processes can speed up; and if stresses exceed critical values, the defects will develop. Special attention should be paid to stress-corrosion cracks which are directed circumferentially. Detecting of such cracks by means of common diagnostic technologies is rather troublesome. Severity of such defects mainly depends on axis stresses, which valid estimation need design-and-test studies.

This article substantiates necessity to monitor (both periodically and permanently) technical status of gas pipelines, namely those parameters that serve as criteria of their stress-strained behavior and, consequently, stress corrosion resistivity. Authors indicate that accurate determination of the planned-high-attitude position and accounting of the assembly stresses are critically important for valid assessment of stress-corrosion cracks hazardousness.

**Keywords:** gas pipeline, stress-corrosion cracking, assessment of stress-strain behavior of metal, in-line flaw inspection, monitoring with fiber-optic sensors, planned-high-attitude position, assembly stress.

### References

1. KANTYUKOV, R.A., N.M. YAKUPOV, I.M. TAMEYEV, et al. Modelling stress-strain behavior of a cylinder body with a local cavity using 3D finite elements [Modelirovaniye napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya tsilindricheskogo tela s lokalnym uglubleniyem trekhmernymi konechnymi elementami]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*. 2012, no. 2 (50), pp. 53–60. ISSN 2070-6820. (Russ.).
2. STEKLOV, O.I. *Stress-corrosion resistivity of materials and structures* [Stoykost materialov i konstruksiy k korrozii pod napryazheniyem]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1990. (Russ.).
3. ARABEY, A.B., T.S. YESIYEV, 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 korroziionnoy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012, no. 2(673), pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. LYAPICHEV, D.M., B.L. ZHITOMIRSKIY. Modern approaches to monitoring stress-strain behavior of the process pipelines at compressor stations [Sovremennyye podkhody k organizatsii monitoring napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 11, pp. 46–53. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. ISLAMOV, R.R. *Perfection of a system for monitoring technical status of extended sections of oil-and-gas mains using the fiber-optical strain gauges* [Sovershenstvovaniye sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya protyazhennykh uchastkov magistralnykh neftegazoprovodov primeneniym volokonno-opticheskikh sensorov deformatsii]. Candidate thesis (engineering). Ukhta State Technical University. Ukhta, Russia, 2018. (Russ.).
6. BORODIN, V.I., D.M. LYAPICHEV, R.Ye. SHEPELEV. Design-experimental feasibility verification of monitoring systems applicability for authentic assessment of technical status of gas pipelines [Raschetno-eksperimentalnoye obosnovaniye effektivnosti primeneniya system monitoring gazoprovodov dlya dostovernoy otsenki ikh tekhnicheskogo sostoyaniya]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftegazovogo Kompleksa*. 2019, no. 2, pp. 28–33. ISSN 1999-6934. (Russ.).
7. LYAPICHEV, D.M. *Estimating impact of underground gas pipelines stress status to their resistivity to corrosion cracking* [Otsenka vliyaniya napryazhennogo sostoyaniya podzemnykh gazoprovodov na ikh stoykost k korroziionnoy rastreskivaniyu]. Candidate thesis (engineering). Bauman Moscow State Technical University. Moscow, 2015. (Russ.).
8. GUTMAN, E.M. *Mechanochemistry of metals and anticorrosive protection* [Mekhanokhimiya metallov i zashchita ot korrozii]. Moscow: Metallurgiya, 1981. (Russ.).