

Научная статья  
УДК 620.194.4  
doi: 10.30987/2223-4608-2024-15-24

## К влиянию растягивающих напряжений на интенсивность язвенной коррозии низкоуглеродистых трубных сталей

Илья Владиславович Жуйков<sup>1</sup>, аспирант  
Виктор Иванович Болобов<sup>2</sup>, д.т.н.  
Григорий Геннадьевич Попов<sup>3</sup>, к.т.н.

<sup>1, 2, 3</sup> Санкт-Петербургский горный университет, \*Санкт-Петербург, Россия

<sup>1</sup> zhuikovwork@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8830-6092>

<sup>2</sup> bolobov\_vi@pers.spmi.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0810-0132>

<sup>3</sup> Popov\_GG@pers.spmi.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1425-7494>

**Аннотация.** Значительная часть аварий на промышленных нефтепроводах происходит по причине коррозии металла. Наиболее опасной формой коррозии промышленных нефтепроводов является местная (язвенная) коррозия внутренней стенки трубы. Важным фактором процесса коррозии внутренней стенки промышленного нефтепровода является напряженно-деформированное состояние металла трубы, влияние которого на интенсивность язвенной коррозии изучено недостаточно. В данной статье представлены результаты исследования влияния растягивающих напряжений на интенсивность язвенной коррозии низкоуглеродистых трубных сталей Ст3 и 08пс. В рамках исследования были проведены коррозионные испытания стальных образцов, находящихся в напряженном и ненапряженном состояниях, с последующим определением глубины сформировавшихся коррозионных язв по фотометрической методике. Показано, что для образцов сталей, находящихся в напряженном состоянии при уровне напряжений 0,7 от предела текучести  $\sigma_T$  анализируемых сталей, скорость роста глубины язв возросла для стали Ст3 в 2,3 раза и для стали 08пс в 1,2 раза по сравнению с ненапряженными образцами, что существенно превышает величину аналогичного показателя для скорости общей коррозии. При этом полученные значения механохимических коэффициентов также оказались выше, чем для общей коррозии – 0,0059 и 0,0014 МПа-1 по сравнению с 0,0011. Более интенсивное влияние напряженного состояния на скорость язвенной коррозии авторы объясняют возникновением в металле донной части коррозионных язв напряжений, существенно больших, чем напряжения, имеющие место в остальном металле подповерхностного слоя образца, подвергаемого общей коррозии.

**Ключевые слова:** промышленный нефтепровод, интенсивность язвенной коррозии, напряженно-деформированное состояние металла, механохимический коэффициент

**Для цитирования:** Жуйков И.В., Болобов В.И., Попов Г.Г. К влиянию растягивающих напряжений на интенсивность язвенной коррозии низкоуглеродистых трубных сталей // Наукоёмкие технологии в машиностроении. 2024. № 12 (162). С. 15–24. doi: 10.30987/2223-4608-2024-15-24

## In addition to tension stress having an effect on the intensity of pitting corrosion of low-carbon tubular steels

Ilya V. Zhuikov<sup>1</sup>, PhD student

Viktor I. Bolotov<sup>2</sup>, D. Eng.

Grigory G. Popov<sup>3</sup>, PhD. Eng.

<sup>1, 2, 3</sup> St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

<sup>1</sup> zhuikovwork@mail.ru

<sup>2</sup> bolobov\_vi@pers.spmi.ru

<sup>3</sup> Popov\_GG@pers.spmi.ru

**Abstract.** A significant part of accidents on trunk lines are ensured by metal corrosion. The most dangerous form of corrosion of trunk lines is location-action (pitting) corrosion of the inner wall of the pipe. An important factor in the corrosion process of the inner wall of a trunk line is the stress-strain state of the pipe metal, which impact on the intensity of pitting corrosion has been underexplored. This article presents the results of a study of the effect of tensile stresses on the intensity of pitting corrosion of low-carbon tube steels St3 and 08sk grades. As part of the study, corrosion tests of steel samples in stressed and non-stressed states were carried out, followed by determination of the depth of formed corrosion pits using a photometric technique. It is shown that for steel samples in a stressed state at a stress level of 0,7 with flow limit  $\sigma_T$  of the analyzed steels, the rate of pit depths increased 2,3 times for steel St3 and 1,2 times for steel 08sk compared with non-stressed samples, which significantly exceeds the value of a similar factor for the rate of general corrosion. At the same time, the obtained values of the mechanochemical coefficients also turned out to be higher than in case of a general corrosion – 0,0059 and 0,0014 МПа-1 compared to 0,0011. The authors explain the more intense effect of the stress state on the rate of pitting corrosion by the

*occurrence of stresses in the metal of the bottom part of the corrosion pits, which are significantly greater than the stresses occurring in the rest of the metal of the subsurface layer of the sample subjected to general corrosion.*

**Keywords:** trunk pipeline, intensity of pitting corrosion, stress-strain state of metal, mechanochemical coefficient

**For citation:** Zhuikov I.V., Bolotyov V.I., Popov G.G. In addition to tension stress having an effect on the intensity of pitting corrosion of low-carbon tubular steels / Science intensive technology in mechanical engineering. 2024. № 12 (162). P. 15–24. doi: 10.30987/2223-4608-2024-15-24

### Введение

Известно, что, как в нашей стране, так и за рубежом, коррозия является одной из главных причин разгерметизации нефтепроводов и, как следствие, возникновения связанных с этим аварийных ситуаций. Так, например, по данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса РФ в 2019 г. общее число нефтеразливов возросло почти на 30 % по сравнению с предыдущим годом и достигло значения в 10,5 тыс. случаев [1]. При этом значительная часть из указанных аварий произошла на промышленных нефтепроводах, а их причиной в 90 % случаев была именно коррозия металла [2, 3].

В этой связи, снижение аварийности промышленных нефтепроводов является приоритетной задачей для многих крупных компаний в нефтегазовой отрасли. Например, компания «Роснефть» планирует к 2025 г. сократить количество отказов промышленных трубопроводов на 20 % от уровня 2019 г. [1]. В качестве способов решения указанной проблемы предлагаются увеличение объёма внутритрубной диагностики, повышение степени обработки ингибиторами коррозионно-опасных участков, реконструкция и ремонт промышленных объектов, а также усиление контроля качества поставляемых труб [4 – 6].

Результатом проведения реконструкции и ремонта, а также контроля качества труб должно стать увеличение срока службы новых участков промышленных трубопроводов. Безусловен тот факт, что на эффективность проведения реконструкции и ремонта и, как следствие, на обеспечение длительного срока службы трубопроводов значительное влияние оказывает выбор их материального исполнения. В этой связи выбор трубных сталей, обладающих повышенной стойкостью к коррозии в условиях работы промышленных нефтепроводов, и разработка их новых марок, являются важными задачами.

Как показывает практика эксплуатации, наиболее опасной формой коррозии промышленных нефтепроводов является коррозия внутренней стенки трубы, т. н. «внутренняя коррозия», которая по данным [7, 8] является причиной 92 % аварий, связанных с коррозионным поражением на объектах промышленного трубопроводного транспорта. При этом в соответствии с [9 – 11] важнейшим фактором, влияющим на возникновение и скорость внутренней коррозии промышленных нефтепроводов, является уровень напряженно-деформированного состояния металла их трубы. Это явилось причиной выделения коррозии металла, находящегося в напряженном состоянии, в отдельный вид, получивший название «механохимической коррозии» [12].

В случае механохимической коррозии промышленных нефтепроводов коррозионной средой является водонефтяная эмульсия, содержащая значительное количество минерализованной пластовой воды. Анионы солей, содержащиеся в пластовой воде, главным образом Cl<sup>-</sup>, инициируют появление на поверхности трубы локальных коррозионных дефектов в виде язв, как дефектов, у которых глубина превышает их линейный размер [13 – 15]. По этой причине внутренняя поверхность стенок промышленных нефтепроводов подвергается, как общей, так и локальной (язвенной) коррозии. И если влияние напряженного состояния на скорость общей коррозии изучено достаточно подробно, то в случае язвенной – сведения о таком влиянии весьма ограничены.

Так в работе [16] сообщается, что при проведении коррозионных испытаний образцов низколегированной стали марки Q345 (0,2 % C; 0,5 % Si; 1,7 % Mn; 0,3 % Cr; 0,5 % Ni; 0,15 % V) в среде водного раствора NaCl обнаружено, что напряженное состояние образца значительно (на сколько не сообщается) увеличивает глубину локальных коррозионных

дефектов, существенно не влияя на скорость общей коррозии.

Сведения о влиянии уровня напряженного состояния на скорость общей коррозии углеродистых сталей представлены в работе [17]. Исходя из представленных в этой работе графиков (рис. 1), авторы предлагают формулу (1) для учета влияния напряженно-деформированного состояния образца углеродистой стали на скорость общей коррозии:

$$K = \frac{v_{\sigma}}{v_0} = 1 + k_{\sigma} \cdot \sigma_i, \quad (1)$$

где  $v_{\sigma}$ ,  $v_0$  – скорости общей коррозии для образца, находящегося под действием растягивающих напряжений, и ненагруженного образца;  $k_{\sigma}$  – механохимический коэффициент, который зависит от способа нагружения образца, при одноосном изгибе он составляет  $0,0011 \text{ МПа}^{-1}$ , при двухосном –  $0,0025 \text{ МПа}^{-1}$ ;  $\sigma_i$  – уровень напряжений, МПа.

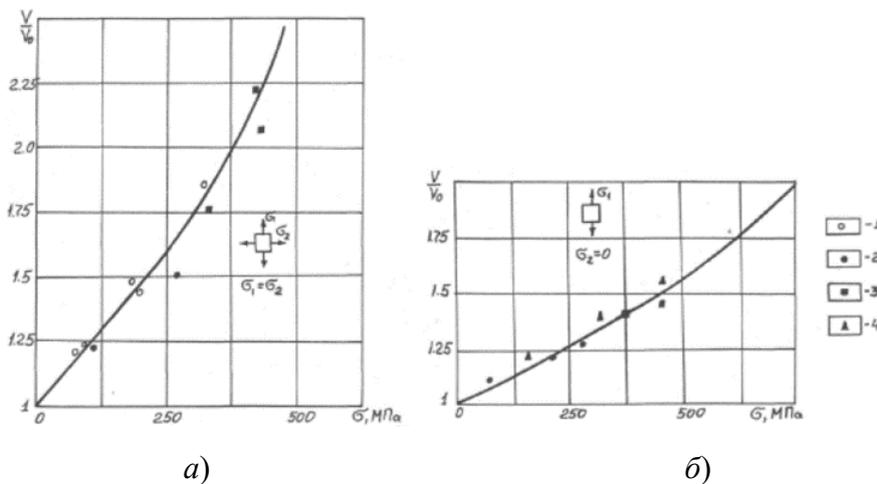


Рис. 1. Зависимость отношения скоростей коррозии сталей для напряженных и ненапряженных образцов от прикладываемого растягивающего напряжения:

*a* – для случая двухосного изгиба; *б* – для случая одноосного изгиба; 1 – Ст3; 2 – сталь 20; 3 – сталь 45; 4 – сталь У8 [17]

Fig. 1. Dependence of the ratio of steel corrosion rates for stressed and unstressed samples on the applied tensile stress:

*a* – for the case of biaxial bending; *b* – for the case of uniaxial bending; 1 – St3; 2 – steel 20; 3 – steel 45; 4 – steel U8 [17]

Следует отметить, что, как можно заключить из положения экспериментальных точек на рис. 1 вне зависимости от марки испытанной стали влияние напряженного состояния на их скорость общей коррозии практически одинаково.

Авторы [12] отмечают эффект значительной интенсификации язвенной коррозии за счёт механических напряжений, причиной которой является эффект «накопления» напряжений на дне сформированных язв в результате роста их глубины. Данный эффект подразумевает суммирование приложенных и существующих остаточных растягивающих напряжений металлургического происхождения [12] на дне коррозионных дефектов, за счёт чего металл дна дефектов переходит в упругопластическое состояние с формированием зоны «микрочастичности». Данное предположение

согласуется с мнением авторов [17 – 19], в соответствии с которым только присутствие в металле напряжений выше предела текучести способно оказать ощутимое воздействие на скорость коррозии. А так как основная часть внутренней поверхности нефтепровода (вне зоны дефектов) не находится в упругопластическом состоянии, то ускорение общей коррозии трубы за счёт имеющихся напряжений является менее ощутимым.

В работе [20] также отмечается, что формирующиеся на внутренней поверхности трубы коррозионные язвы способны срастаться друг с другом с последующим формированием дефектов сложной формы, например, «ручейков», с последующим протеканием коррозии по механизму ручейковой коррозии [21]. Ещё одной особенностью язвенной механохимической коррозии промышленных

нефтепроводов является, так называемый, «синергетический эффект», описанный в работах [22, 23]. В соответствии с ним, рост глубины коррозионных язв усиливает эффект «накопления» напряжений на дне язвы, что в свою очередь приводит к ещё более интенсивной коррозии, иначе говоря, указанные процессы взаимно усиливают друг друга.

Стоит отметить, что представленные эффекты и механизм язвенной механохимической коррозии на сегодняшний день изучены в недостаточной степени. У исследователей нет четкого ответа на вопросы, на сколько увеличивается скорость роста глубины язв в результате воздействия напряжений для той или иной марки трубной стали и каким образом состав сталей и их механические свойства влияют на этот показатель. Ответы на представленные вопросы позволят сформировать эффективный подход к подбору марок трубных сталей

наиболее стойких к язвенной коррозии под напряжением, что позволит увеличить срок службы промышленных нефтепроводов. Рассмотрению некоторых из указанных вопросов и посвящена данная статья.

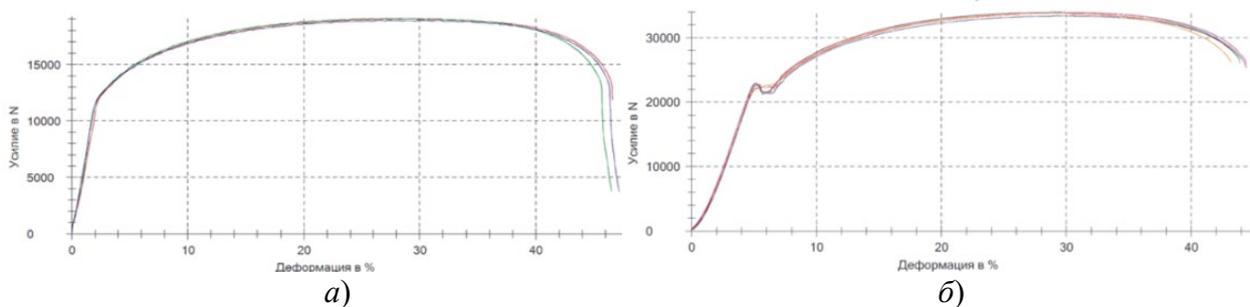
### Методика эксперимента

Объектом исследования являлись образцы в виде пластин 150×15×3 мм, изготовленных из проката сталей 08пс и Ст3, как материалов стальных труб для промышленных трубопроводов класса прочности КП 210, КП 320, соответственно. Химический состав исследуемых сталей и некоторые их основные свойства, определенные при одноосном растяжении плоских образцов с применением испытательной машины Zwick Roell Z100 (рис. 2), представлены в табл. 1.

## 1. Химический состав [24] и основные свойства и исследуемых трубных сталей

### 1. Chemical composition [24] and basic properties of the studied tube steels

Химический состав, %								
Материал	C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	Cu
Ст3	0,14...0,22	до 0,20	0,30...0,60	до 0,30	до 0,05	до 0,04	до 0,30	до 0,30
08пс	0,05...0,11	0,05-0,17	0,35...0,65	до 0,25	до 0,04	до 0,035	до 0,10	до 0,25
Механические свойства								
Материал	Предел прочности $\sigma_b$ , МПа		Предел текучести $\sigma_T$ , МПа		Относительное удлинение, $\delta$ , %		Относительное сужение, $\psi$ , %	
Ст3	482		313		24		50	
08пс	317		208		36		60	



**Рис. 2. Диаграммы растяжения образцов:**  
*a* – сталь 08пс; *б* – сталь Ст3

**Fig. 2. Tensile stress-deformation diagrams of the samples:**  
*a* – 08sk steel; *b* – St3 steel

Поверхность пластин перед испытаниями подвергалась шлифовке и полировке.

Исследовался процесс коррозии только центральной части пластин (рабочей зоны), для чего в этом месте оставлялась незащищенной поперечная полоса шириной ~ 1 мм, в то время как вся остальная поверхность пластин покрывалась защитным лаком. Это позволяло при проведении дальнейших фотометрических измерений использовать точки на защищенной поверхности металла, находящиеся рядом с рабочей зоной, использовать в качестве реперных.

Для придания заданного напряженно-деформированного состояния (необходимой величины растягивающего напряжения  $\sigma_p$ ) образцы помещались в струбины, где подвергались трехточечному статическому изгибу (рис. 3).

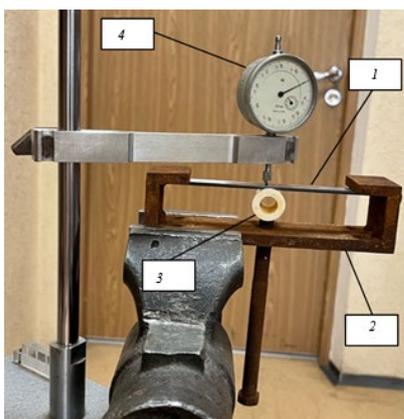


Рис. 3. Схема придания необходимого напряжения  $\sigma_p$  рабочей части образца:

1 – образец трубной стали; 2 – струбина; 3 – полимерный вкладыш; 4 – индикатор часового типа

Fig. 3. Scheme for applying the necessary voltage  $\sigma_p$  to the working part of the sample:

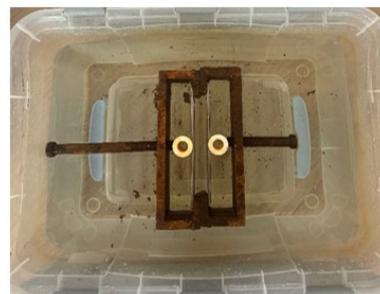
1 – a sample of tube steel; 2 – clamp; 3 – polymer liner; 4 – dial gauge

Исходя из прочностных характеристик испытываемой стали (значения предела текучести  $\sigma_T$  из табл.1), образец 1 (рис. 3), с использованием индикатора часового типа 4 (ИЧ 0-10 0.01), изгибался в струбине 2 до заданной стрелы прогиба  $h$ , рассчитываемой по формуле:

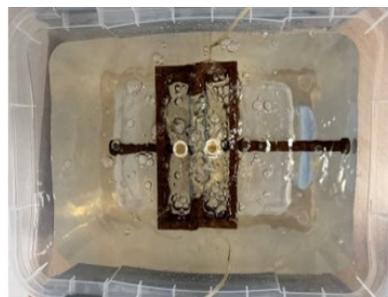
$$h = \frac{\sigma_p \cdot L^2}{6 \cdot E \cdot b}, \quad (2)$$

где  $L$  – расстояние между опорами (120 мм);  $b$  – толщина образца (3 мм);  $E$  – модуль Юнга (200 ГПа). Достигалась стрела прогиба, при которой металл приповерхностного слоя в рабочей наиболее выпуклой части образца находился под действием растягивающих напряжений  $\sigma_p = 0,7 \sigma_T$  (146 МПа для 08пс и 219 МПа для Ст3), как заведомо превышающие напряжения, имеющие место в промысловых нефтепроводах. Для предотвращения протекания контактной коррозии в месте прилегания нажимного болта струбины к образцу использовался полимерный вкладыш 3.

Находящиеся в напряженном состоянии образцы вместе со струбинами в боковом положении погружались в емкость (рис. 4) с коррозионной средой – 3,5 % водным раствором NaCl, как модельной средой, наиболее часто используемой для имитации минерализованной водонефтяной эмульсии [22], где выдерживались заданное время 10 ч. На всем протяжении испытаний между образцами в районе их рабочих зон продувался воздух, что имитировало насыщение им водонефтяной эмульсии, контактирующей с корродируемым металлом трубы, при неполном заполнении промыслового нефтепровода эмульсией [25].



a)



b)

Рис. 4. Вид струбины с образцами в емкости с коррозионной средой без продувки (a) и с продувкой воздухом (b)

Fig. 4. Type of clamp with samples in a container with a corrosive medium without blowing (a) and with air blowing (b)

После необходимой выдержки образцы извлекались из агрессивной среды и струбцин, промывались и высушивались. Их рабочие части и рядом лежащие поверхности очищались ластиком и тампоном, смоченным уксусной кислотой, от продуктов коррозии и защитного лака.

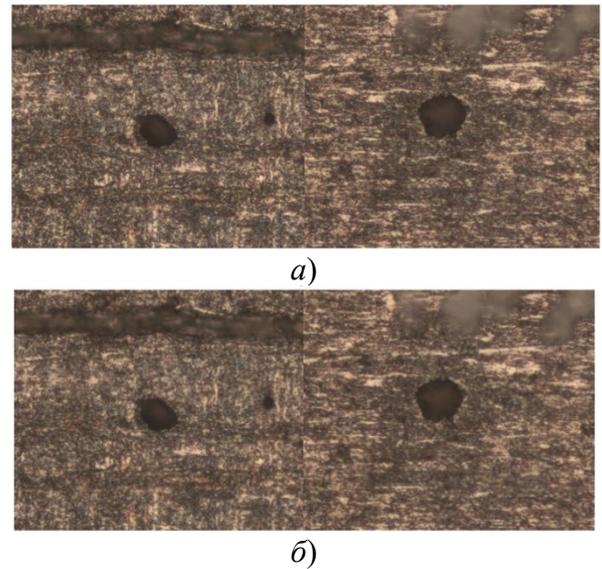
Образцы устанавливались на столик металлографического микроскопа, где, с помощью тонкой фокусировки [26] определялась глубина  $h_i$  коррозионных язв, образовавшихся на поверхности рабочей зоны образцов, как разница между фокусным расстоянием до дна язвы и находящейся рядом реперной точкой, защищенной во время испытаний лаком. Для наиболее крупных четырех язв, как количеству, удовлетворяющему [27], определялось среднее значение их глубины  $h_{ср}$ .

Для оценки влияния напряженно-деформированного состояния на глубину язвенного поражения, испытания в аналогичных условиях проводились на ненапряженных образцах.

### Результаты эксперимента

Как показали результаты испытаний, на всех образцах сталей, находящихся, как в напряженно-деформированном, так и в ненапряженном состоянии, воздействие хлорсодержащей среды приводит к образованию

коррозионных язв, характерный вид, которых представлен на рис. 5.



**Рис. 5. Характерный вид коррозионных язв (увеличение  $\times 50$ ), сформировавшихся на поверхности недеформированных (а) и деформированных (б) образцов**

**Fig. 5. Characteristic type of corrosion pits (creepage  $\times 50$ ) formed on the surface of undeformed (a) and deformed (b) samples**

Результаты измерения глубины четырех наиболее крупных коррозионных дефектов для каждого случая представлены в табл. 2.

## 2. Глубина коррозионных поражений в зависимости от напряженного состояния стальных пластин

### 2. The depth of corrosion damage depending on the stress state of the steel plates

Сталь Ст3		Сталь 08пс	
Ненапряженное состояние	Напряженное состояние	Ненапряженное состояние	Напряженное состояние
$\frac{7,5; 4,7; 5,6; 6,5}{6,1}$	$\frac{13,1; 16,8; 16,8; 9,3}{14,0}$	$\frac{1,9; 1,9; 2,8; 1,9}{2,1}$	$\frac{2,8; 1,9; 2,8; 1,9}{2,4}$

*Примечание.* Числитель – глубина наиболее крупных четырех коррозионных язв; знаменатель – средняя глубина коррозионных язв  $h_{ср}$ .

### Обсуждение полученных данных

Анализируя полученные результаты, можно заключить, что, как для стали Ст3, так и стали 08пс, воздействие хлор-ион содержащей среды в присутствии кислорода в растворе приводит к образованию язв, что находится в соответствии с литературными данными [16] для низкоуглеродистых сталей. При этом, как и ожидалось, приложение к образцам дополнительных растягивающих напряжений приводит для обеих марок исследованных материалов к увеличению средней глубины коррозионных язв.

В предположении о существовании линейной зависимости между глубиной язвы  $h_{cp}$

и временем выдержки  $t$  в коррозионной среде с использованием формулы:

$$v = \frac{h_{cp}}{t} \cdot 8760 \left[ \frac{\text{мм}}{\text{год}} \right], \quad (3)$$

где  $t = 10$  ч; 8760 – число часов в году, были определены значения скоростей язвенной коррозии для обеих марок сталей для случаев напряженных и ненапряженных образцов, представленные в табл. 3. Там же приведены значения механохимических коэффициентов  $k_{\sigma}$ , рассчитанных после подстановки использованных величин  $\sigma_p$  и полученных значений  $v_{\sigma}$ ,  $v_0$  в выражение (1).

### 3. Параметры язвенной коррозии исследованных трубных сталей

#### 3. Parameters of pitting corrosion of the investigated pipe steels

Марка стали	Ст3	08пс
Скорость коррозии в ненапряженном состоянии $v_0$ , мм/год	6,1	2,1
Скорость коррозии в напряженном состоянии $v_{\sigma}$ , мм/год	14,0	2,4
Коэффициент увеличения скорости коррозии, $K = v_{\sigma} / v_0$	2,3	1,2
Механохимический коэффициент $k_{\sigma} = \frac{v_{\sigma} - v_0}{v_0 \cdot \sigma_p}$ , МПа <sup>-1</sup>	0,0059	0,0014

Как видно из данных табл. 3, скорость роста глубины язв в условиях напряженно-деформированного состояния образца возросла для стали Ст3 в 2,3 раза и в 1,2 раза для стали 08пс. При этом величины механохимических коэффициентов  $k_{\sigma}$  превышают их значения, рассчитанные в [16] для этих материалов в случае общей коррозии (0,0059 и 0,0014 МПа<sup>-1</sup> по сравнению с 0,0011).

Полученную разность в значениях механохимических коэффициентов для язвенной и общей коррозии можно объяснить, исходя из предположений [17] о том, что на дне коррозионных язв в процессе испытаний формируются напряжения значительно большие, чем в среднем по поверхности образца, что приводит к значительному ускорению коррозионного разрушения металла донной части язвы. Расчет этих напряжений, проведенный путем подстановки в выражение (1) полученных значений  $v_{\sigma}$ ,  $v_0$  при величине  $k_{\sigma} = 0,0011$  МПа<sup>-1</sup>,

найденной для случая общей коррозии, дает для стали Ст3 их величину (~ 1100 МПа), существенно превышающую предел текучести указанного материала. Это может свидетельствовать о том, влияние напряжений на скорость пластически деформируемого материала, характеризуется зависимостью, отличной от (1).

Гораздо меньшее значение  $k_{\sigma}$  для стали 08пс (0,0014 МПа<sup>-1</sup>) относительно стали Ст3 (0,0059 МПа<sup>-1</sup>), возможно, объясняется меньшим содержанием углерода в этой стали (0,05...0,11 % по сравнению с 0,14...0,22 % для стали Ст3), оказывающего негативную роль на стойкость стали к общей коррозии [28] и, как можно заключить, к язвенной. Другими возможными причинами большей стойкости стали 08пс к язвенной коррозии под напряжением являются ее более высокая пластичность ( $\delta = 36$  %,  $\varphi = 60$  % по сравнению с  $\delta = 24$  %,  $\varphi = 50$  % для стали Ст3), что согласно [29, 30]

способствует более интенсивной релаксации напряжений, накапливающихся в дефектах, а также меньшее содержание вредных примесей – серы и фосфора (табл. 1), как у качественной стали по сравнению со сталью обыкновенного качества. Данный вопрос требует дальнейшего изучения.

### Выводы

1. С использованием разработанной методики фотометрических измерений проведены коррозионные испытания находящихся в напряженном состоянии образцов двух марок трубных сталей 08пс и Ст3 в среде 3,5 % водного раствора NaCl в присутствии кислорода воздуха, как в условиях, имитирующих условия коррозии стенки промысловых нефтепроводов.

2. Показано, что при наличии на всех испытанных образцах признаков язвенной коррозии, приложение к образцам растягивающих напряжений, величины  $\sim 0,7 \sigma_T$ , приводит для обеих марок исследованных сталей к увеличению средней глубины язв: с 6,1 до 14,0 мкм для стали Ст3 и с 2,1 до 2,4 для стали 08пс.

3. Как показал расчет механохимического коэффициента  $k_\sigma$ , как показателя увеличения скорости коррозии стали Ст3 с ростом напряжений, его значение, установленное в экспериментах для язвенной коррозии ( $0,0059 \text{ МПа}^{-1}$ ), существенно (в 5 раз) превышает величину  $k_\sigma$  ( $0,0011 \text{ МПа}^{-1}$ ), представленную в литературе для общей коррозии, что может найти объяснение в формировании в металле донной части язв гораздо больших напряжений, чем имеющих место в металле поверхностного слоя образцов, подвергаемого общей коррозии.

4. Установленная более высокая стойкость к язвенной коррозии стали 08пс по сравнению со сталью Ст3 может быть объяснена меньшим содержанием углерода в этой стали и ее большей пластичностью, а также меньшим содержанием в стали 08пс вредных примесей (серы и фосфора).

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Дело – труба // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса:

сетевой журн. 2021. URL: <https://www.cdu.ru> (дата обращения: 01.05.2024).

2. **Владимиров В.А.** Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. 2014. Т. 4. № 1 (6). С. 217–219. EDN: SCHGLZ.

3. **Ермаков А.Е., Филипов Д.А.** Анализ причин отказов промысловых трубопроводов // Научный электронный журнал «Меридиан». 2020. № 5 (39). С. 1–4. EDN: CMWLTD.

4. **Голдобина Л.А., Орлов П.С.** Анализ причин коррозионных разрушений подземных трубопроводов и новые решения повышения стойкости стали к коррозии // Записки Горного института. 2016. Т. 219. С. 459–464. DOI: 10.18454/PMI.2016.3.459.

5. **Щипачев А.М., Горбачев С.В.** Влияние послесварочной обработки на скорость сплошной коррозии и микроструктуру сварных соединений сталей 20 и 30ХГСА // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 307–311. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.307.

6. **Копытова Н.П.** Защита от коррозии промысловых трубопроводов // Проблемы современной науки и образования. 2017. С. 19–22. EDN: XYGUCJ;

7. **Тайчинов Р.Р., Галикеев Р.М.** Анализ отказов внутривидеопромысловых трубопроводов Тевлинско-Русинского месторождения // Матер. Всероссийской с международным участием науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2015. С. 176–179.

8. **Любчик А.Н., Крапивский О.М., Большунова О.М.** Прогнозирование технического состояния магистральных трубопроводов на основе анализа аварийных ситуаций // Записки Горного института. 2011. Т. 192. С. 153–156.

9. **Гутман Э.М.** Механохимия металлов и защита от коррозии. М.: Металлургия, 1981. 271 с.

10. **Агиней Р.В., Фирстов А.А.** Совершенствование метода оценки изгибных напряжений в стенке подземного трубопровода // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 744–754. DOI: 10.31897/PMI.2022.64;

11. **Фирстов А.А., Капачинских Ж.Ю., Середенок В.А. и др.** Обоснование возможности оценки уровня изгибных напряжений в стенках труб магистральных газонефтепроводов определением его пространственного положения с поверхности грунта // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 2 (82). EDN: DLRBLI.

12. **Абдулин И.Г., А.Г. Гареев А.В.** Мостовой Коррозионно-Механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем. Уфа.: Гилем, 1997. 177 с.

13. **Sultanbekov R.R.** The influence of total sediment of petroleum products on the corrosiveness of the metal of the tanks during storage / R.R. Sultanbekov, M.N. Nazarova // E3S Web Conf. I International Conference «Corrosion in the Oil and Gas Industry», 22-24 May 2019, Saint Petersburg, Russia. E3S Web of Conferences, 2019. Vol. 121. № 01015. DOI: 10.1051/e3sconf/201912101015;

14. **Петров С.С., Васин Р. А., Князева Ж. В., Андриянов Д. И., Сургаева Е.С.** Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях //

Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 102–112. EDN: XAEYYW

15. **Sultanbekov R.** Research of the Influence of Marine Residual Fuel Composition on Sedimentation Due to Incompatibility / R. Sultanbekov, S. Islamov, D. Mardashov et al. // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. Vol. 9. Iss. 10. № 1067. DOI: 10.3390/jmse9101067

16. **Li F., Cui C., Ma R., Tain H.** An experimental study on the corrosion behaviors and mechanical properties of Q345qD steel in neutral salt spray environment considering stress state // *Developments in the Built Environment*. 2023. Vol. 15. P. 1–14. DOI: 10.1016/j.dibe.2023.100214

17. **Гутман Э.М.** Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа / Э.М. Гутман, Р.С. Зайнуллин, А.Т. Шаталов [и др.]. М.: Недра, 1984. 75 с.

18. **Azhogin F.F.** Corrosion cracking of high-strength structural steels // *Mater. Sci.* 1972. Т. 3. С. 197–202.

19. **Гутман Э.М., Зайнуллин Р.С., Зарипов Р.А.** Кинетика механохимического разрушения и долговечность растянутых конструктивных элементов при упругопластических деформациях // *Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности*. 1983. № 7. С. 2–4.

20. **Макаренко В.Д.** Основы коррозионного разрушения трубопроводов: учебное пособие под ред. В.Д. Макаренко. Тюмень.: ТюмГНГУ, 2009. 404 с. ISBN 978-5-9961-0140-5

21. **Абдуллин И.Г.** Механизм канавочного разрушения нижней образующей труб нефтесборных коллекторов / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. 1984. Вып. 3. С. 51–53.

22. **Zhang Z., Zhang N., Liu Z., Zhao W.** Synergistic effects of corrosion time and stress on corrosion of casing steel in H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> gas wells // *Materials and Corrosion*. 2017. Vol. 69. P. 1–7. DOI: 10.1002/maco.201709676.

23. **Wang X., Tang X., Wang L., Wang C., Zhou W.** Synergistic effect of stray current and stress on corrosion of API X65 steel // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2014. Vol. 21. P. 474–480. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.09.007.

24. **Стали и сплавы.** Марочник: Справ. Изд. / В.Г. Сорокин и др.; Науч. ред. В.Г. Сорокин, М.А. Гервасьев. М.: «Интернет Инжиниринг». 2001. 608 с.: ил. ISBN 5-89594-056-0

25. **Шагиев Р.Г.** Течение неньютоновской степенной нефти на самотечных участках нефтепроводов с неполным занятым сечением // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2009. № 4 (78). С. 42–44. EDN KZDHGN.

26. **Пат. РФ № 2757634, МПК МПК G01N 17/00 (2006.01)** Способ оценки стойкости трубопроводных сталей к «канавочной» коррозии: № 2021106581: заявл. 15.03.2021; опубл. 19.10.2021/ Болобов В.И., Попов Г.Г., Сивенков А.В., Жуйков И.В.; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». 12 с.

27. **Инструкция** по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР. Волгоград.: Всесоюз. науч.-иссл. и конструктор.-техн. институт оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. 1983. 19 с.

28. **Чупрова Л.В., Муллина Э.Р., Ершова О.В., Мишурина О.А.** Исследование факторов, влияющих на коррозию электрооборудования, эксплуатируемого в условиях агрессивной окружающей среды // *Современные проблемы науки и образования*. 2014. № 2. С. 1–9. EDN: SBWEEF

29. **Ren R.K., Zhang S., Pang X.L., Gao K.W.** A novel observation of the interaction between the macroelastic stress and electrochemical corrosion of low carbon steel in 3.5 wt% NaCl solution // *Electrochimica Acta*. 2012. Vol. 85. P. 283–294. DOI: 10.1016/j.electacta.2012.08.079

30. **Бурлакова М.А., Гавлич С.О.** Исследование релаксации напряжений в низколегированных сталях // *Технические науки – от теории к практике*. 2015. № 9 (45). С. 41–45. EDN: SJNWRH

## REFERENCES

1. Things are screwed up around the tube // *Central Dispatching Department of the fuel and energy complex: network journal*. 2021. URL: <https://www.cdu.ru> (date of access: 05/01/2024).

2. Vladimirov V.A. Oil spills: causes, spill emergency scales, consequences // *Civil protection strategy: problems and research*, 2014, Vol. 4, no. 1 (6), pp. 217–219, EDN: SCHULZ.

3. Ermakov A.E., Filipov D.A. Analysis of the causes of failures of trunk lines // *Scientific electronic journal «Meridian»*, 2020, no. 5 (39), pp. 1–4. EDN: CMWLTD.

4. Goldobina L.A., Orlov P.S. Analysis of the corrosion destruction causes in underground pipelines and new solutions for increasing corrosion steel's resistance. // *Notes of the Mining Institute*, 2016, vol. 219, pp. 459–464, DOI: 10.18454/PMI.2016.3.459.

5. Shchipachev A.M., Gorbachev S.V. The effect of post-welding treatment on the rate of continuous corrosion and the microstructure of welded joints of steels 20 and 30CrMnSiA // *Notes of the Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 307–311. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.307.

6. Kopytova N.P. Corrosion protection of trunk lines // *Problems of modern science and education*, 2017, pp. 19–22. EDN: XYGUCJ.

7. Taichinov R.R., Galikeev R.M. Failure analysis of infield pipelines in the tevlinsko-russkinskoye field // *Mater. All-Russian scientific and practical conference of students, postgraduates and young scientists with international participation*, 2015, pp. 176–179.

8. Lyubchik A.N., Krapivsky O.M., Bolshunova O.M. Forecasting the technical condition of main pipelines based on the analysis of emergency situations // *Notes of the Mining Institute*, 2011, vol. 192, pp. 153–156.

9. Gutman E.M. *Mechanochemistry of metals and corrosion protection*. Moscow: Metallurgiya, 1981. 271 p.

10. Aginey R.V., Firsov A.A. Improvement of the method for estimating bending stresses in the wall of an underground pipeline // *Notes of the Mining Institute*, 2022, vol. 257, pp. 744–754, DOI: 10.31897/PMI.2022.64.

11. Firsov A.A., Kapachinskikh J.Yu., Seredinok V.A., et.al. Substantiation of the possibility of assessing the level of bending stresses in the walls of pipes of main gas and oil pipelines by determining its spatial position from the ground

surface // Science and Technology in the gas industry, 2020, no. 2 (82), EDN: DLRBLI.

12. Abdullin I.G., A.G. Gareev, A.V. Mostovoy Corrosion and mechanical resistance of oil and gas pipeline systems. Ufa.: Gilem, 1997, 177 p.

13. Sultanbekov R.R. The influence of total sediment of petroleum products on the corrosiveness of the metal of the tanks during storage / R.R. Sultanbekov, M.N. Nazarova // E3S Web Conf. I International Conference «Corrosion in the Oil and Gas Industry», 22-24 May 2019, Saint Petersburg, Russia. E3S Web of Conferences, 2019. Vol. 121. № 01015. DOI: 10.1051/e3sconf/201912101015.

14. Petrov S.S., Vasin R. A., Knyazeva J. V., Andrianov D. I., Sergeeva E. S. Corrosion destruction of metal of oil and gas pipes on-stream and under laboratory conditions// Neftegazovoe delo, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 102–112. EDN: XAEYEW

15. Sultanbekov R. Research of the Influence of Marine Residual Fuel Composition on Sedimentation Due to Incompatibility / R. Sultanbekov, S. Islamov, D. Mardashov et al. // Journal of Marine Science and Engineering. 2021. Vol. 9. Iss. 10. № 1067. DOI: 10.3390/jmse9101067

16. Li F., Cui C., Ma R., Tain H. An experimental study on the corrosion behaviors and mechanical properties of Q345qD steel in neutral salt spray environment considering stress state // Developments in the Built Environment. 2023. Vol. 15. P. 1–14. DOI: 10.1016/j.dibe.2023.100214

17. Gutman E.M. The strength of gas field pipes under conditions of corrosive wear / E.M. Gutman, R.S. Zainullin, A.T. Shatalov [et al.]. Moscow: Nedra, 1984, 75 p.

18. Azhogin, F.F. Corrosion cracking of high-strength structural steels // Mater. Sci. 1972. vol. 3, pp. 197–202.

19. Gutman E.M., Zainullin R.S., Zaripov R.A. Kinetics of mechanochemical destruction and durability of stretched structural elements under elastic plastic deformations // Corrosion and protection in the oil and gas industry, 1983, no. 7, pp. 2–4.

20. Makarenko V.D. Fundamentals of corrosion destruction of pipelines: a textbook eds V. D. Makarenko. Tyumen.: TSOGU, 2009, 404 p. ISBN 978-5-9961-0140-5.

21. Abdullin, I.G. The mechanism of groove destruction of the lower generating line of the pipes of oil gathering main / I.G. Abdullin, S.N. Davydov, M.A. Khudyakov [et al.] // Oil industry. 1984, Issue 3, pp. 51–53.

22. Zhang Z., Zhang N., Liu Z., Zhao W. Synergistic effects of corrosion time and stress on corrosion of casing steel in H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> gas wells // Materials and Corrosion. 2017. Vol. 69. pp. 1-7. DOI: 10.1002/maco.201709676.

23. Wang X., Tang X., Wang L., Wang C., Zhou W. Synergistic effect of stray current and stress on corrosion of API X65 steel // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2014. Vol. 21. pp. 474-480. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.09.007.

24. Steels and alloys. Steel Grade Guide: Reference Edition / V.G. Sorokin, et al.; Scientific eds V.G. Sorokin, M.A. Gervasyev. Moscow: «Internet Engineering». 2001, 608 p.: ill. ISBN 5-89594-056-0.

25. Shagiev, R. G. The flow of power law non-Newtonian crude oil in hilly terrain pipelines with slack line condition / R. G. Shagiev // Problems of collecting, preparing and transporting oil and petroleum products. 2009, no. 4 (78), pp. 42–44. EDN KZDHGN.

26. Pat. RF No. 2757634, MPK MPK G01N 17/00 (2006.01) Method for assessing the resistance of pipeline steels to «groove» corrosion: No. 2021106581: application 03/15/2021: publ. 19.10.2021/ Bolobov V.I., Popov G.G., Sivenkov A.V., Zhuikov I.V. ; application FGBOU VO «St. Petersburg Mining University». 12 p.

27. Instructions for determining the rate of corrosion of metal walls of vessel housings and pipelines at enterprises of the USSR Ministry of Petrochemical Industry. Volgograd.: All-Union. scientific research. and the construct. Tech. installation of equipment for the oil refining and petroleum industries. 1983, 19 p.

28. Chuprova L.V., Mullina E.R., Ershova O.V., Mishurina O.A. Investigation of factors affecting the corrosion of electrical equipment operated in an aggressive environment // Modern problems of science and education. 2014, no. 2, pp. 1-9. EDN: SBWEEF

29. Ren R.K., Zhang S., Pang X.L., Gao K.W. A novel observation of the interaction between the macroelastic stress and electrochemical corrosion of low carbon steel in 3.5 wt% NaCl solution // Electrochimica Acta. 2012. Vol. 85. P. 283–294. DOI: 10.1016/j.electacta.2012.08.079.

30. Burlakova M.A., Gavlich S.O. Study of the stress relaxation in the low alloyed steels // Technical sciences – from theory to practice. 2015, no. 9 (45), pp. 41-45. EDN: SJNWRH.

**Вклад авторов:** все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Contribution of the authors:** the authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Статья поступила в редакцию 01.09.2024; одобрена после рецензирования 03.09.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 01.09.2024; approved after reviewing 03.09.2024; assepted for publication 13.09.2024.