

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-128-139
УДК 620.19

В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко, В.А. Злотин, И.В. Жуйков, Д.В. Гареев
(Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация)

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СТОЙКОСТЬ СТАЛЕЙ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ К РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ

**Viktor I. Bolobov, Grigoriy G. Popov, Elena A. Krivokrysenko, Vladimir A. Zlotin,
Ilya V. Zhuykov, Denis V. Gareev** (Saint-Petersburg Mining University,
Saint-Petersburg, Russian Federation)

COMPARATIVE RESISTANCE OF OIL INTERFIELD PIPELINE STEELS TO RILL CORROSION

Введение

Основной причиной аварий промышленных нефтепроводов, как показывает опыт их эксплуатации, является разрушение в результате коррозии.

Цели и задачи:

– рассмотреть основные гипотезы по механизму разрушения труб межпромысловых нефтепроводов при ручейковой коррозии;

– выявить на основе литературного анализа и собственных экспериментальных исследований основные факторы, способствующие возникновению и протеканию ручейковой коррозии.

– предложить методику испытаний трубопроводных сталей на стойкость к ручейковой коррозии.

Результаты

Определено, что для протекания ручейковой коррозии требуется одновременное выполнение таких условий, как наличие в водонефтяной эмульсии твердых абразивных частиц, обогащение эмульсии кислородом, в том числе и в ее слоях, находящихся в непосредственном контакте с поверхностью нижней образующей трубы, наличие металла стенки трубы в напряженном состоянии.

Background

The main cause of accidents at interfield oil pipelines, as experience in their operation shows, is the destruction due to corrosion.

Aims and Objectives

– to consider the main hypotheses on the breakage mechanism of interfield oil pipelines under the influence of rill corrosion;

– to identify, on the basis of the published data and in-house experimental research, the main factors contributing to the initiation and behavior of rill corrosion;

– to propose a methodology for testing pipeline steels for resistance to rill corrosion.

Results

It was concluded that the initiation of rill corrosion requires concurrent presence of such conditions as presence of solid abrasive particles in a water-oil emulsion, enrichment of the emulsion with oxygen, including its layers that are in direct contact with the bottom surface of the pipe, and the wall metal being under stress.

Предложена методика испытаний трубопроводных сталей на стойкость к ручейковой коррозии. Испытания предлагается проводить на пластинах 150 x 50 x 3 мм, изготовленных из проката анализируемых сталей, при их выдержке в 3 %-ом водном растворе NaCl с непрерывной аэрацией воздухом. Средняя часть пластин находится под действием остаточных напряжений, близких к уровню максимальных эквивалентных напряжений в стенке трубы нефтепровода, что достигается изгибом пластин в струбцинах до достижения необходимой стрелы прогиба, устанавливаемой из величины остаточных напряжений и вида диаграммы растяжения анализируемой стали. На внутреннюю сторону пластин в средней их части наносится надрез, выполняющий функцию инициатора дополнительных механических напряжений. После выдержки пластин в агрессивной среде для каждой из них анализируется увеличение радиуса надреза в результате разъедания стенок агрессивной средой, из величины которого с учетом продолжительности испытаний рассчитывается скорость разрушения стали по механизму ручейковой коррозии. Приведены значения скоростей коррозии четырех марок трубопроводных сталей (08кп, 17ГС, 10Г2ФБЮ, 10Г2ФБЮ-У), установленных при испытании сталей по предлагаемой методике. Из сравнения полученных данных делается вывод о более высокой стойкости к ручейковой коррозии стали 17ГС, что находится в соответствии с литературными данными о скоростях разрушения промышленных трубопроводов.

Methodology is proposed to test pipeline steels for resistance to rill corrosion. Testing is proposed to be carried out on plates of 150 x 50 x 3 made from the rolled products of analyzed steels soaked in a 3 % aqueous NaCl solution with continuous aeration with air.

The middle part of the plates is exposed to residual stresses close to the level of maximum equivalent stresses in the oil pipe wall, which is achieved by bending the plates in clamps until the required deflection arrow is reached, which is determined based on the value of the residual stresses and the type of tensile diagram of the analyzed steel. A notch is made in the middle part of the inner side of the plates, which serves as the initiator of additional mechanical stresses. After soaking the plates in a corrosive medium, the increase of the notch radius due to the walls corrosion initiated by the aggressive environment is analyzed for each of them; based on the analyzed value, with an account for the duration of the tests, the steel corrosion rate is calculated as per the mechanism of the grooving corrosion.

Corrosion rates for four grades of pipeline steels (08kp, 17GS, 10G2FBYU, 10G2FBYU-U), determined during the steels testing according to the proposed method, are presented. Based on the comparison of the values obtained, it may be concluded that the steel 17 GS has a higher resistance to the rill corrosion, which complies with the published data on the breakage rates of interfield pipelines.

Ключевые слова: межпромысловые нефтепроводы; остаточные напряжения; трубопроводные стали; стойкость к ручейковой коррозии

Key words: oil interfield pipelines; residual stresses; pipeline steels; resistance to grooving corrosion

Введение

Промысловые нефтепроводы относятся к категории опасных промышленных объектов, и обеспечение их безопасной эксплуатации представляет собой важную задачу, включающую в себя целый комплекс техни-

ческих, технологических, конструктивных и экономических решений.

Как показывает опыт эксплуатации, основной причиной аварий промысловых нефтепроводов является их разрушение в результате коррозии. При этом наибольший процент аварий (до 70 %) происходит по при-

чине разрушения металла нижней образующей трубы в результате разновидности внутренней коррозии, получившей из-за вида места разрушения название «ручейковой» или «канавочной» [1]. В этой связи разрушение трубопроводов из-за ручейковой коррозии представляет собой одну из основных опасностей для надежной и безаварийной эксплуатации труб на нефтяных месторождениях, и обеспечение стойкости нефтегазового промышленного оборудования к этому виду коррозии является важной задачей, стоящей перед изготовителями и потребителями трубной продукции.

Несмотря на многочисленные работы как отечественных, так и зарубежных авторов, к настоящему времени причины возникновения и условия протекания ручейковой коррозии полностью не выяснены, и многие вопросы остаются открытыми. В этой связи исследования, направленные на дальнейшее изучение этих процессов, а также разработку эффективных решений по повышению стойкости промышленных нефтепроводов к ручейковой коррозии являются актуальными.

Одним из таких возможных решений является использование в качестве материала промышленных нефтепроводов трубопроводных сталей с повышенной стойкостью к ручейковой коррозии, методика выбора которых отражена в настоящей статье.

Постановка задачи

Как можно заключить из анализа результатов исследований по данной проблематике, на данный момент нет однозначного объяснения механизма протекания и причин возникновения ручейковой коррозии.

Так, по мнению [2], ускоренное разрушение трубопроводов со скоростью более 1,0-1,5 мм/год из-за канавочной коррозии объясняется эрозионным разрушением защитных пленок продуктов коррозии скоростным потоком жидкости, содержащей механические примеси.

В результате «чистый» металл постоянно контактирует с коррозионной средой. При этом на ускоренный рост канавки могут влиять:

- действие гальванопары «оголенный металл - металл, покрытый сульфидом железа», или (при низкой скорости потока, способствующей отложению в трубопроводах механических примесей) концентрационных пар, в которых участки поверхности с отложениями являются анодами;

- повышенное напряженное состояние в области первоначального утонения металла, которое инициирует механизм хрупкого разрушения вследствие общей и локализованной механохимической коррозии.

Присутствие в водных растворах ионов хлора как постоянной примеси пластовой воды, входящей в состав перекачиваемых водонефтяных эмульсий, повышает скорость коррозии углеродистых и низколегированных сталей [3].

Согласно [4], причиной появления ручейкового износа в промышленном трубопроводе является постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки с нижней части образующей трубы, в результате чего металл поверхности становится подверженным электрохимической коррозии, при которой участок трубы, очищенный от железо-карбонатного слоя, является анодом, а остальная часть трубы - катодом. Существенная разница в площадях анода и катода приводит к быстрому уносу металла с анодной части трубы и, соответственно, появлению ручейковой коррозии.

О протекании «ручейковой» коррозии по электрохимическому механизму с образованием макрогальванопары «окалина - металл трубы» подчеркивается и в работах [5, 6]. При этом инициатором образования гальванопар, по мнению авторов, выступают содержащиеся в водонефтяной эмульсии абразивные частицы, разрушающие слои металлургической окислы и технологических отложений.

Особенно интенсивно указанное разрушение имеет место на восходящих участках трубопровода, где в результате обратных ударов скапливающегося и периодически проходящего газа расслоенный водонефтяной поток с частицами совершает возвратно-поступательное движение.

Данный процесс подтверждается отсутствием на дне канавки и прилегающей к ней узкой области металла трубы пленки сульфида железа, которая сохраняется на остальной части поверхности.

Автор [7] отмечает, что важным элементом протекания канавочной коррозии является факт изначально имеющихся в трубе некомпенсированных поперечных напряжений, под действием которых у границы канавки или свища возникают микротрещины, устремленные в глубь металла, развивающиеся преимущественно в направлении горизонтальной образующей трубы.

В соответствии с [8] наличие бороздки на стенке трубы, находящейся под давлением, приводит к существенному повышению напряжений в окружающем бороздку металле. При этом по мере углубления бороздки величина указанных напряжений возрастает.

Известно [2, 5, 9, 10], что скорость коррозии металлов в водных растворах зависит от напряженного состояния металла и возрастает с увеличением его интенсивности вследствие механохимического эффекта.

В работе [11] при исследовании влияния возможных факторов, способствующих возникновению ручейковой коррозии промысловых нефтепроводов, было установлено, что:

- наличие или отсутствие на поверхности пластин из трубопроводных сталей карбонатных отложений заметным образом не влияет на скорости коррозии указанных материалов в хлорсодержащей среде;

- для протекания скорости коррозии указанных пластин с заметной скоростью необходима интенсивная аэрация раствора воздухом;

- присутствие надреза на пластинах, не находящихся под действием каких-либо механических напряжений, не приводит к заметному увеличению их скорости коррозии;

- в случае аэрации хлорсодержащего раствора воздухом с повышением температуры вплоть до 70 °С скорость коррозии трубопроводных сталей возрастает.

Суммируя сказанное выше, возможный механизм ручейковой коррозии можно представить следующим образом:

- при движении потока водонефтяной эмульсии по трубе содержащиеся в потоке твердые частицы царапают поверхность нижней образующей трубы, и, поскольку последняя находится под давлением, царапины выступают как концентраторы напряжений;

- металл стенок и дна царапин вследствие механохимического эффекта начинает корродировать с повышенной скоростью;

- из-за интенсивного перемешивания потока слой водонефтяной эмульсии, омывающий донную часть трубы, непрерывно насыщается кислородом, вследствие чего электрохимическая реакция, где дно и стенки царапин выступают анодом, а металл стенки трубы вне царапин - катодом, идет с анодным контролем;

- чем глубже из-за коррозии становятся царапины, тем интенсивней корродирует металл их дна и стенок в связи с увеличением там уровня напряжений. Царапины сливаются друг с другом и превращаются в «ручеек».

Таким образом, возможность возникновения ручейковой коррозии в трубе определяется одновременным выполнением следующих требований:

- наличием в потоке абразивных частиц;

- нахождением стенки трубы под действием значительных механических напряжений;

- наличием в перекачиваемой водонефтяной эмульсии достаточного количества кислорода.

Исходя из приведенного выше объяснения можно заключить, что возможными способами предотвращения ручейковой коррозии являются:

- очистка водонефтяных эмульсий от абразивных частиц;

- удаление из эмульсий кислорода как деполяризатора электрохимической реакции окисления материала трубы;

- применение ингибиторов коррозии;

- резкое снижение уровня механических напряжений в стенке трубопровода;

- применение защитных покрытий;

- использование трубопроводных сталей, стойких к ручейковой коррозии.

Как показывает практика разработки и применения указанных способов защиты, все они, кроме последнего, недостаточно эффективны или трудно осуществимы и нерентабельны. В этой связи для предотвращения или существенного снижения интенсивности ручейковой коррозии наиболее перспективным представляется путь поиска и использования трубопроводных сталей, стойких к указанному воздействию среды.

Обоснование методики и подготовка к испытаниям

Для оценки сравнительной стойкости трубопроводных сталей к ручейковой коррозии в Санкт-Петербургском горном университете были разработаны соответствующие методика и экспериментальный стенд, с использованием которых для каждой стали на модельных образцах определяется скорость коррозии в условиях, соответствующих вышеуказанным требованиям возникновения и протекания ручейковой коррозии промысловых нефтепроводов, а именно:

- при остаточном напряжении в образцах того же порядка, что и максимальные эквивалентные напряжения в стенке трубопровода;
- температуре, соответствующей максимальной температуре перекачиваемой водонефтяной эмульсии (~ 70 °С);
- концентрации NaCl в водном растворе (~ 3 %);
- непрерывной продувке раствора воздухом с целью обогащения его кислородом до предельной концентрации;
- наличии на модельных образцах надреза формы, близкой к форме канавки, образующейся при ручейковой коррозии трубопровода, выступающего инициатором дополнительных напряжений в металле. Например, как показывают результаты компьютерного моделирования, наличие продольного надреза формы канавки (овальной) шириной 20 мм и глубиной до 6 мм на стенке трубопровода 325 x 10 мм, находящегося под рабочим давлением 2,0 МПа, приводит к возникновению дополнительных напряжений в окружающем канавку металле, величина которых для ме-

талла в самой нижней точки надреза достигает 250 МПа (рисунок 1).

Подстановка такой величины напряжения в формулу механической активации коррозионных процессов, например из [12], дает скорость коррозии металла дна канавки трубопровода в 2,3 раза более высокую, чем у ненапряженного материала.

Подготовка к испытаниям по разработанной методике ведется в следующей последовательности:

- рассчитывается величина максимальных эквивалентных напряжений $\sigma_{экр}$, возникающих в стенке промыслового трубопровода при перекачке по нему водонефтяной эмульсии. Так, для восходящего участка трубопровода 219 x 8 мм, как одного из основных в номенклатуре промысловых нефтепроводов, при максимальном рабочем давлении 6 МПа и температуре перекачиваемой эмульсии 70 °С величина $\sigma_{экр}$, согласно расчетам, может быть оценена в 160 МПа;

- с использованием соответствующих диаграмм растяжения для каждой из анализируемых сталей рассчитывается [13] степень остаточной деформации $\epsilon_{ост}$ упруго-пластического тела из этого материала, соответствующая остаточному напряжению, равному $\sigma_{экр}$:

$$\sigma_{ост} = \sigma_{экр} = \sigma_{упр} - \sigma_{ист}, \quad (1)$$

где $\sigma_{упр}$ - напряжение, которое создавалось бы в теле при предположении об идеальной упругости его материала;

$\sigma_{ист}$ - истинное напряжение, соответствующее $\epsilon_{ост}$ на диаграмме.

Решение задачи о нахождении величины $\epsilon_{ост}$, соответствующей $\sigma_{ост} = \sigma_{экр} = 160$ МПа, на примере трубопроводной стали 08пс иллюстрирует рисунок 2;

- пластины размерами 150 x 50 x 3 мм, вырезанные из листа анализируемых трубопроводных сталей, после полировки боковых поверхностей с помощью струбцин подвергаются изгибу до достижения металлом их средней, пластически деформированной, части установленного значения $\epsilon_{ост}$.

Считали, что металл этой части изогнутых пластин с внутренней их стороны находится под действием растягивающих остаточных напряжений, величины $\sigma_{ост} = \sigma_{экр}$, с наружной стороны - сжимающих. Такой вывод подтверждался результатами определения знака и величины напряжений в металле магнитоанізотропным методом Жукова [14,

15] по распределению по длине пластины разности главных (продольных и поперечных) механических напряжений (РГМН), выражаемых в условных единицах (рисунок 3).

Данные по схожему напряженно-деформированному состоянию стенок трубопроводов также подтверждаются исследованиями [16].

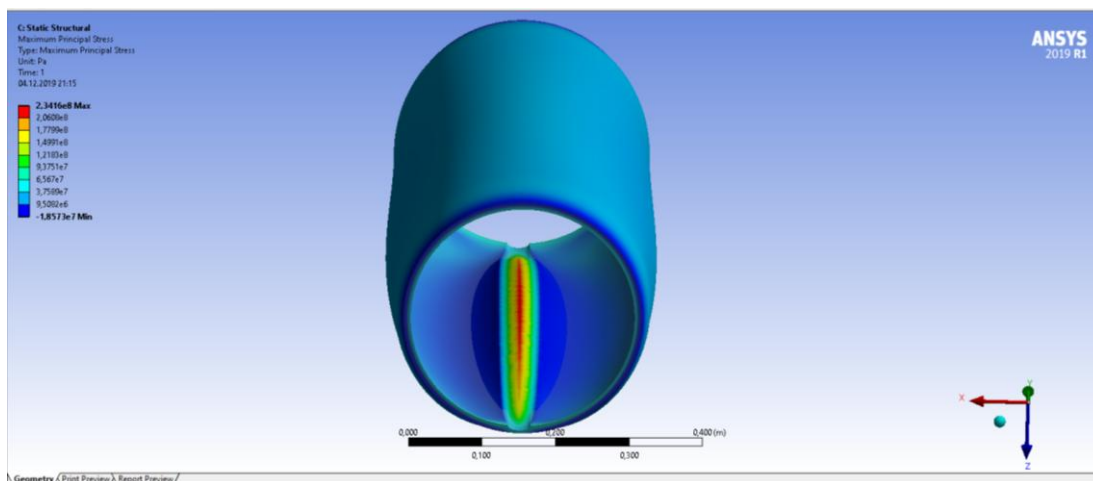


Рисунок 1. Распределение эквивалентных напряжений по телу трубы при глубине надреза 6 мм

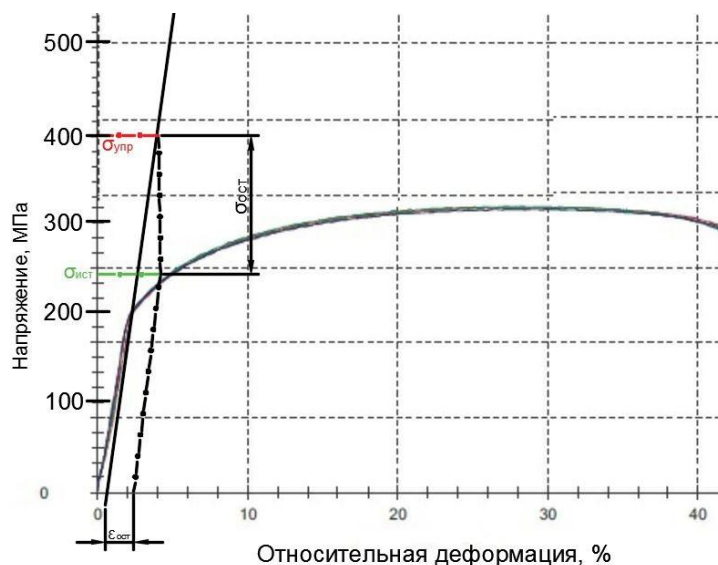


Рисунок 2. Диаграмма растяжения пластины из стали 08пс, использованная для определения $\sigma_{упр}$, $\sigma_{ист}$, $\sigma_{ост}$, $\epsilon_{ост}$

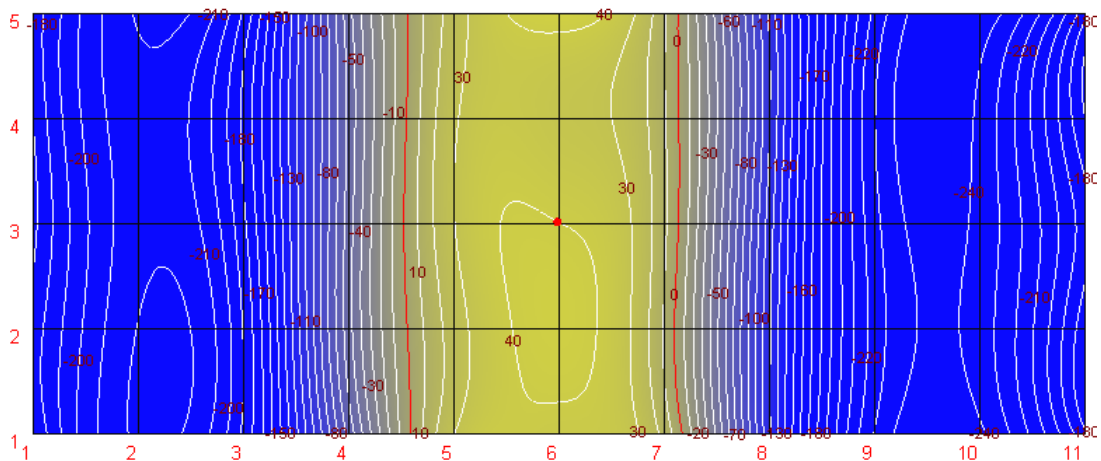


Рисунок 3. Карта распределения РГМН при замере сигнала с внутренней стороны пластины из стали 08пс

Предварительно были проведены тарировочные испытания при растяжении пластин на разрывной машине ZwickRoell с установлением зависимости между величиной сигнала РГМН, получаемого с пластины, и величиной растягивающего напряжения. Было установлено, что напряжениям этого вида (растягивающим) соответствуют значения сигнала РГМН того же знака (положительные), что и регистрируемые на средней части изогнутой пластины с внутренней ее стороны (рисунок 3). Значения сигнала РГМН соответствовали напряжениям, весьма близким к расчетной величине $\sigma_{ост} = 160$ МПа.

Для изгиба пластин до установленного значения $\varepsilon_{ост}$ рассчитывается [12] радиус $R_{ост}$ окружности, которую можно вписать в деформированную часть пластины (рисунок 4):

$$R = \frac{r}{\varepsilon_{ост}}. \quad (2)$$

Производя по мере изгиба пластины периодические замеры радиуса вписываемой

окружности устанавливается момент достижения радиусом необходимой величины $R_{ост}$, после чего дальнейший изгиб пластины прекращается;

- с внутренней стороны поперек пластин в средней их части, находящейся под действием остаточных растягивающих напряжений $\sigma_{ост}$, наносится округлый надрез глубиной $\sim 0,5$ мм, моделирующий канавку («ручеек») от эрозионного воздействия твердых частиц, служащий концентратором дополнительных механических напряжений;

- сечение надреза с каждой стороны пластины осматривается под микроскопом с фотографированием его изображения. Полученные изображения обрабатываются в компьютерных программах-фоторедакторах Adobe Photoshop и Autodesk AutoCAD с целью определения исходного радиуса надреза R_{01} и R_{02} для каждой стороны пластины (рисунок 5, а).

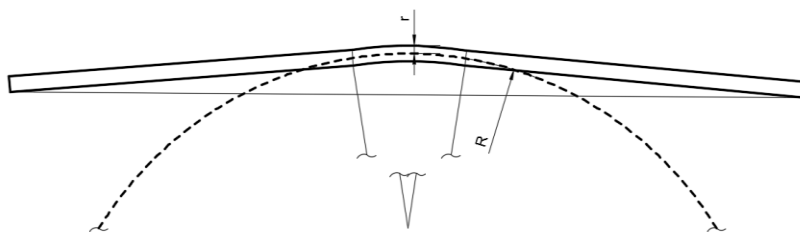
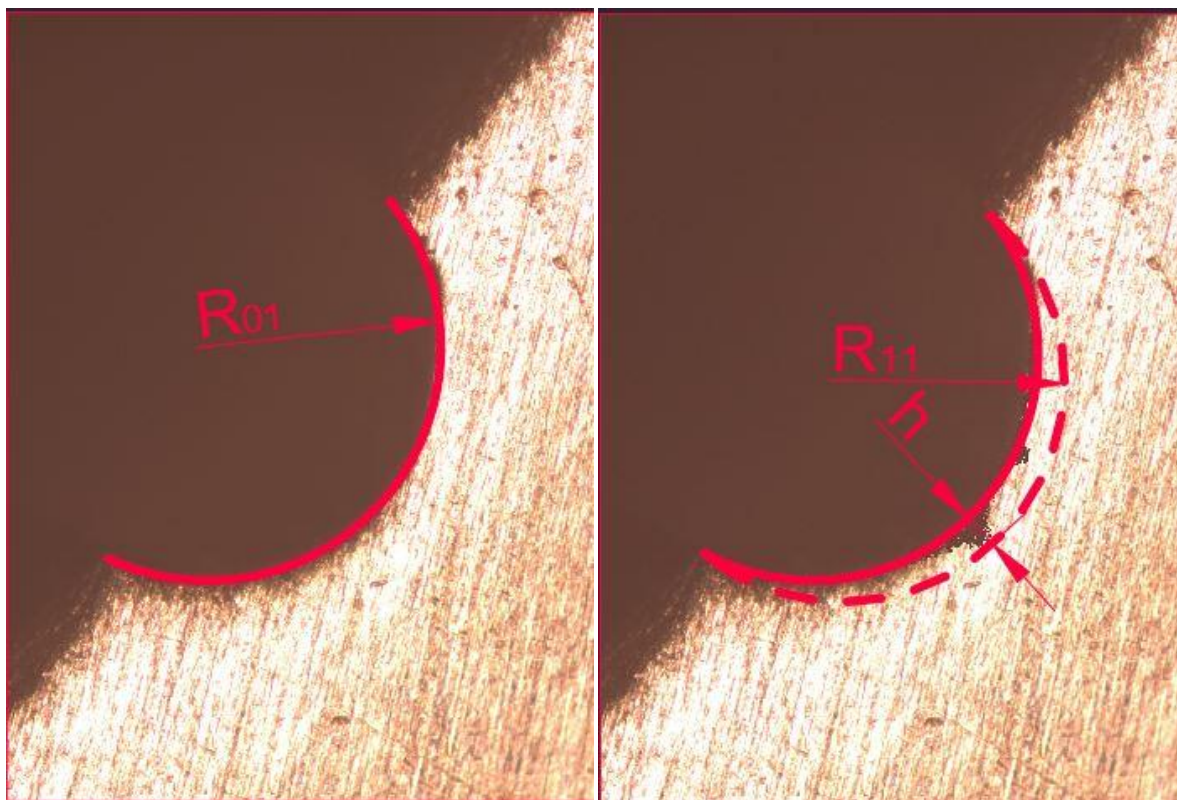


Рисунок 4. Вид пластины, изогнутой до достижения ее средней, пластически деформированной, частью необходимой степени остаточной деформации



а)

б)

Рисунок 5. Изображение сечения надреза на пластине до (а) и после (б) воздействия агрессивной среды

Проведение испытаний

Пластины стороной с надрезом вниз помещаются в термостат, заполненный 3 %-ым водным раствором NaCl, где выдерживаются при температуре 70 ± 5 С в течение 40 ч, как времени достаточном для осуществления заметного коррозионного разрушения наиболее стойкой трубопроводной стали. В процессе выдержки пластин место надреза подвергается непрерывной обдувке воздухом.

Через каждые 5 ч пластины из термостата извлекаются, поверхность надреза с использованием ластика освобождается от

продуктов коррозии, что моделирует периодическое удаление аналогичных продуктов с поверхности стенок «ручейка» в трубопроводе движущимися частицами, после чего пластины опять помещаются в термостат для продолжения испытаний.

Обработка результатов

По истечении 40 ч выдержки боковые поверхности пластин обрабатываются ластиком и повторно осматриваются под микроскопом с фотографированием сечения надреза и установлением изменения его радиуса

в результате разъедания стенок коррозионно-активной средой:

$$\Delta R_1 = R_{11} - R_{01} \text{ и } \Delta R_2 = R_{12} - R_{02}, \quad (3)$$

где R_{11} , R_{12} – радиусы надреза с каждой стороны пластины после воздействия среды (рисунки 5, 6).

Для пластины из каждой стали рассчитывается среднее значение ΔR_{cp} , которое принимается за глубину h коррозионного разрушения соответствующего материала в условиях, моделирующих условия протекания «ручейковой коррозии»:

$$h = \Delta R_{cp} = (\Delta R_1 + \Delta R_2) / 2. \quad (4)$$

Исходя из величины h рассчитывается глубинный показатель скорости коррозии металла:

$$K = (h / t) 8760, \text{ [мм/год]}, \quad (5)$$

где t – продолжительность воздействия агрессивной среды (40 ч);

8760 – число часов в году, который принимается за скорость «ручейковой» коррозии данной стали.

Обсуждение результатов

Исходя из результатов испытаний потенциально возможных трубопроводных сталей, все испытанные материалы ранжируются по величине показателя K с выбором стали с наименьшим его значением, которая принимается за наиболее стойкую к ручейковой коррозии.

В качестве примера в таблице 1 представлены установленные значения параметров h , K четырех трубопроводных сталей, испытанных по предлагаемой методике.

Список литературы

1. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. 2014. Том 4. Вып. 1 (6). С. 217-229.

Таблица 1. Глубина коррозионного разрушения и скорость коррозии стенок надреза анализируемых сталей

Марка стали	h , мкм, за 40 ч воздействия среды	K , мм/год
08пс	11,6	2,5
17ГС	9,1	2,0
10Г2ФБЮ	12,7	2,8
10Г2ФБЮ-У	15,6	3,4

Как видно из анализа данных таблицы 1, установленные скорости коррозии всех анализируемых сталей имеют между собой близкие значения и тот же порядок, что и демонстрируемый трубопроводными сталями в промысловых нефтепроводах.

Из сравнения величин K можно заключить, что наиболее стойкой к ручейковой коррозии из испытанных материалов, является сталь 17ГС, наименее стойкой – наиболее прочная сталь 10Г2ФБЮ-У.

Выводы

Исходя из возможного механизма ручейковой коррозии промысловых нефтепроводов и факторов, способствующих ее возникновению и протеканию, авторами предлагается методика количественного определения стойкости трубопроводных сталей к этому виду коррозии в лабораторных условиях, что достигается установлением величины приращения радиуса надреза на пластинах соответствующих сталей, находящихся в упруго-пластическом состоянии, в результате разъедания стенок надреза коррозионно-активной средой.

Представленные результаты сравнительных испытаний четырех марок трубопроводных сталей не выявили ни одной из них, обладающей высокой стойкостью к ручейковой коррозии.

References

1. Vladimirov V.A. Razlivy nefi: prichiny, masshtaby, posledstviya [Oil Spills: Causes, Magnitude, Consequences]. *Strategiya grazhdanskoj zashchity: problemy i issledovaniya - Civil Protection*

2. Медведев А.П. Комплексная система обеспечения безопасности промысловых трубопроводов Западной Сибири: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2004. 291 с.
3. Смолдырев А.Е. Трубопроводный транспорт. М.: Недра, 1970. 272 с.
4. Бурков П.В., Бурков В.П., Фатьянов Д.С., Тимофеев В.Ю. Исследование напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов подвергающихся воздействию ручейковой коррозии // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2018. № 3. С. 5-12. DOI: 10.26730/1999-4125-2018-3-5-12.
5. Абдуллин И.Г., Давыдов С.Н., Худяков М.А. Механизм канавочного разрушения нижней образующей труб нефтесборных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 1984. № 3. С. 51-53.
6. Маричев Ф.Н. Совершенствование промысловых систем сбора в связи с ростом обводненности продукции скважин (на примере Самотлорского месторождения): дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень, 1983. 240 с.
7. Parcins R.N. Factors Influencing Stress Corrosion Crack Growth Kinetics // *Corrosion*. 1987. Vol. 43. No. 3. P. 106-107.
8. Попадко Д.В. Оценка безопасной эксплуатации оболочек с «канавочным износом» методом конечных элементов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2004. 147 с.
9. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии. М.: Металлургия, 1974. 232 с.
10. Duan C.G., Karelin V.Y. *Abrasive Erosion and Corrosion of Hydraulic Machinery*. London: Imperial College Press, 2003. 424 p. DOI: 10.1142/p272.
11. Болобов В.И., Попов Г.Г., Кривокрысенко Е.А. Экспериментальный стенд для исследования влияния напряженно-деформированного состояния металла на механизм «ручейковой» коррозии // Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса: сб. науч. тр. II Всероссий. науч. конф. СПб.: СПГУ, 2018. С. 1156-1161.
12. Харисов Р.А. Оценка скорости локализованной коррозии и охрупчивания металла труб // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 3. С. 24-27.
13. Шапошников Н.А. Механические испытания металлов. М.: Машгиз, 1951. 385 с.
14. Пат. 2079825 РФ, МПК G 01 L 1/12. Устройство для измерения механических напряжений в металлических изделиях / С.В. Жуков, В.С. Жуков. 2005107144/28, Заявлено 14.03.2005; Опубл. 10.08.2006.
15. Пат. 2195636 РФ, МПК G 01 L 1/12. Способ определения механических напряжений и устройство для его осуществления / С.В. Жуков, В.С. Жуков, Н.Н. Копица. 2001106509/28, Заявлено 05.03.2001; Опубл. 27.12.2002. Бюл. 36.
16. Elhag H., Nikulin V.E., Einav I., Eldin Y.K. Analysis of Stress Strain State of X-60 Pipe Weld Joints Employing Magnetic-Anisotropy Indicator of Mechanical Stress // Scientific Research Publishing. 2016. Vol. 8. No. 7. P. 499-508. DOI: 10.4236/eng.2016.87046.
17. *Strategy: Issues and Research*, 2014, Vol. 4, Issue 1 (6), pp. 217-229. [in Russian].
18. 2. Medvedev A.P. *Kompleksnaya sistema obespecheniya bezopasnosti promyslovykh truboprovodov Zapadnoi Sibiri: dis. kand. tekhn. nauk* [Integrated Security System for Field Pipelines in Western Siberia: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2004. 291 p. [in Russian].
19. 3. Smoldyrev A.E. *Truboprovodnyi transport* [Pipeline Transport]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 272 p. [in Russian].
20. 4. Burkov P.V., Burkov V.P., Fatyanov D.S., Timofeev V.Yu. *Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya promyslovykh truboprovodov podvergayushchikhsya vozdeistviyu rucheikovoi korrozii* [Studying the Stress-Strain State of Oilfield Pipelines Exposed to Rill Corrosion]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta - Bulletin of the Kuzbass State Technical University Journal*, 2018, No. 3, pp. 5-12. DOI: 10.26730/1999-4125-2018-3-5-12. [in Russian].
21. 5. Abdullin I.G., Davydov S.N., Khudyakov M.A. *Mekhanizm kanavochnogo razrusheniya nizhnei obrazuyushchei trub neftesbornykh kollektor* Abdullin I.G., Davydov S.N., Khudyakov M.A. and others [The Mechanism of Groove Destruction of the Lower Generatrix of the Pipes of Oil Collectors]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1984, No. 3, pp. 51-53. [in Russian].
22. 6. Marichev F.N. *Sovershenstvovanie promyslovykh sistem sbora v svyazi s rostom obvodnennosti produktsii skvazhin (na primere Samotlorskogo mestorozhdeniya): dis. d-ra tech. nauk* [Improving Field Collection Systems Due to Increased Water Cut in Wells: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 1983. 240 p. [in Russian].
23. 7. Parcins R.N. Factors Influencing Stress Corrosion Crack Growth Kinetics. *Corrosion*, 1987, Vol. 43, No. 3, pp. 106-107.
24. 8. Popadko D.V. *Otsenka bezopasnoi ekspluatatsii obolochek s «kanavochnym iznosom» metodom konechnykh elementov: dis. kand. tekhn. nauk* [Assessment of Safe Operation of Shells with «Groove Wear» by the Finite Element Method: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2004. 147 p. [in Russian].
25. 9. Gutman E.M. *Mekhanokhimiya metallov i zashchita ot korrozii* [Mechanochemistry of Metals and Corrosion Protection]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1981. 232 p. [in Russian].
26. 10. Duan C.G., Karelin V.Y. *Abrasive Erosion and Corrosion of Hydraulic Machinery*. London, Imperial College Press, 2003. 424 p. DOI: 10.1142/p272.
27. 11. Bolobov V.I., Popov G.G., Krivokrysenko E.A. *Eksperimental'nyi stend dlya issledovaniya vliyaniya napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya metalla na mekhanizm «rucheikovoi» korrozii* [Experimental Stand for Research the Impact of the Stress-Strained State of the Metal on the Mechanism of «Creeks» Corrosion]. *Sbornik nauchnykh trudov II Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii «Sovremennye obrazovatel'nye tekhnologii v podgotovke spetsialistov dlya mineral'no-syr'evogo kompleksa»* [Collection of Scientific Papers of the II All-Russian

Scientific Conference «Modern Educational Technologies in the Training of Specialists for the Mineral Resource Complex». Saint-Petersburg, SPGU Publ., 2018, pp. 1156-1161. [in Russian].

12. Kharisov R.A. Otsenka skorosti lokalizovannoi korrozii i okhrupchivaniya metalla trub [Evaluation of Localized Corrosion of Speed and Pipes Metal Embrittlement]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2013, No. 3, pp. 24-27. [in Russian].

13. Shaposhnikov N.A. *Mekhanicheskie ispytaniya metallov* [Mechanical Tests of Metals]. Moscow, Mashgiz Publ., 1951. 385 p. [in Russian].

14. Zhukov V.S., Zhukov V.S. *Ustroistvo dlya izmereniya mekhanicheskikh napryazhenii v metallicheskih izdeliyakh* [A Device for Measuring Mechanical Stress in Metal Products]. Patent RF, No. 2079825, 2006. [in Russian].

15. Zhukov V.S., Zhukov V.S., Kopitsa N.N. *Sposob opredeleniya mekhanicheskikh napryazhenii i ustroistvo dlya ego osushchestvleniya* [A Method for Determining Mechanical Stresses and a Device for its Implementation]. Patent RF, No. 2195636, 2001. [in Russian].

16. Elhag H., Nikulin V.E., Einav I., Eldin Y.K. Analysis of Stress Strain State of X-60 Pipe Weld Joints Employing Magnetic-Anisotropy Indicator of Mechanical Stress. *Scientific Research Publishing*, 2016, Vol. 8, No. 7, pp. 499-508. DOI: 10.4236/eng.2016.87046.

Авторы

• Болобов Виктор Иванович, д-р техн. наук
Санкт-Петербургский горный университет
Профессор кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: boloboff@mail.ru

• Попов Григорий Геннадьевич
Санкт-Петербургский горный университет
Аспирант кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: Genrih-91@mail.ru

• Кривокрысенко Елена Анатольевна
Санкт-Петербургский горный университет
Аспирант кафедры «Машиностроения»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: krivokrysenkoe@yandex.ru

The Authors

• Bolobov Viktor I., Doctor of Engineering Sciences
Saint-Petersburg Mining University
Professor of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: boloboff@mail.ru

• Popov Grigoriy G.
Saint-Petersburg Mining University
Post-graduate Student of Oil and Gas Transportation
and Storage Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: Genrih-91@mail.ru

• Krivokrysenko Elena A.
Saint-Petersburg Mining University
Post-graduate Student of Mechanical Engineering
Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: krivokrysenkoe@yandex.ru

• Злотин Владимир Андреевич
Санкт-Петербургский горный университет
Студент кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: zlotinvladimir@mail.ru

• Zlotin Vladimir A.
Saint-Petersburg Mining University
Student of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: zlotinvladimir@mail.ru

• Жуйков Илья Владиславович
Санкт-Петербургский горный университет
Студент кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: zhuikovwork@mail.ru

• Zhuikov Ilya V.
Saint-Petersburg Mining University
Student of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: zhuikovwork@mail.ru

• Гареев Денис Витальевич
Санкт-Петербургский горный университет
Студент кафедры «Транспорт и хранение
нефти и газа»
Российская Федерация, 199106,
г. Санкт-Петербург, 21 линия, д. 2
e-mail: denis.gareev.1998@mail.ru

• Gareev Denis V.
Saint-Petersburg Mining University
Student of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106,
Russian Federation
e-mail: denis.gareev.1998@mail.ru