

## НАУКИ О ЗЕМЛЕ

DOI: 10.26730/1999-4125-2018-3-5-12

УДК 622.691.4:053:533.6(252.6)

### ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОДВЕРГШИХСЯ ВОЗДЕЙСТВИЮ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ

### STUDYING THE STRESS-STRAIN STATE OF OILFIELD PIPELINES EXPOSED TO RILL CORROSION

**Бурков Петр Владимирович<sup>1,2</sup>**,  
доктор технических наук, профессор, e-mail: burkovpv@mail.ru

**Petr V. Burkov<sup>1,2</sup>**,  
Dr.Sc, Professor

**Бурков Владимир Петрович<sup>1</sup>**,  
ассистент, e-mail: vpb1@tpu.ru

**Vladimir P. Burkov<sup>1</sup>**,  
Assistant

**Фатьянов Дмитрий Сергеевич<sup>1</sup>**,  
магистрант, e-mail: burkovpv@mail.ru

**Dmitry S. Fat'yanov<sup>1</sup>**,  
Undergraduate

**Тимофеев Вадим Юрьевич<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук, доцент, e-mail: tv-ytitpu@mail.ru

**Vadim Yu. Timofeev<sup>1</sup>**,  
Ph.D, Associate Professor

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, ул. Ленина, 30

<sup>1</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, 30 street Lenina, Tomsk, 634050, Russian Federation

<sup>2</sup>Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, Россия, г. Томск, пл. Соляная, 2

<sup>2</sup>Tomsk State University of Architecture and Building, 2 Solyanaya Square, Tomsk, 634003, Russian Federation

**Аннотация:** В работе описан ряд численных экспериментов, исследующих напряженно-деформируемое состояние трубопровода подверженного ручейковой коррозии. Для проведения численного эксперимента обоснован выбор программного обеспечения реализующего метод конечных элементов. Выбранная система ANSYS позволит выполнить численные эксперименты с достаточной точностью, а полученные результаты будут обладать высокой степенью достоверности. Исходные данные для ряда численных экспериментов взяты из реальных условий эксплуатации трубопровода и интерпретированы в данные для расчета в системе ANSYS. Численный эксперимент состоит из стадий создания конечно-элементной модели трубопровода подвергшегося воздействию ручейковой коррозии, создания сетки конечных элементов на конечно-элементной модели трубопровода, приложения нагрузок и задания граничных условий. Ряд численных экспериментов проведен при изменении параметра глубины ручейковой коррозии. Результатом численных экспериментов являются полученные эпюры, демонстрирующие распределение эквивалентных напряжений (напряжений по Мизесу) по конечно-элементной модели трубопровода. Полученные эпюры позволяют выявить величину и локализацию максимальных эквивалентных напряжений, расположение концентраторов напряжений. После обработки результатов

эксперимента получена зависимость распределения эквивалентных напряжений в трубопроводах с различной глубиной коррозионного дефекта. Данная зависимость позволяет определить критическое значение глубины износа от речевой коррозии для рассматриваемого трубопровода.

**Ключевые слова:** трубопровод, речевая коррозия, ANSYS, численный эксперимент, напряженно-деформируемое состояние.

**Abstract:** The paper describes a number of numerical experiments studying the stress-strain state of the pipeline exposed to rill corrosion. The choice of software implementing the finite element method is justified for the numerical experiment. The chosen ANSYS system will allow us to perform numerical experiments with sufficient accuracy, and the results will have a high degree of reliability. The initial data for a number of numerical experiments are taken from the actual operating conditions of the pipeline and interpreted into data for calculation in the ANSYS system. The numerical experiment consists of the stages of creating a finite element model of the pipeline that was exposed to rill corrosion, creating a finite element grid on the finite element model of the pipeline, applying loads and setting boundary conditions. A number of numerical experiments were carried out with the change of the depth parameter of rill corrosion. As the result of numerical experiments, the diagrams have been obtained showing the distribution of equivalent stresses (stresses by Mises) on the finite element model of the pipeline. The resulting diagrams make it possible to identify the magnitude and localization of the maximum equivalent stresses, the location of stress concentrators. After the results of the experiment were processed, the distribution of equivalent stresses in pipelines with different depths of corrosion defect was obtained. This dependence allows us to determine the critical value of the wear depth caused by the rill corrosion for the considered pipeline.

**Key words:** pipeline, rill corrosion, ANSYS, numerical experiment, stress-strain state.

#### **Актуальность работы (The urgency of the discussed issue):**

Мировой спрос на нефть показывает непрерывный рост в долгосрочной перспективе. Развитие промышленности и урбанизация делает рентабельной транспортировку нефти на дальние расстояния между нефтяными скважинами и объектами применения и переработки. Глобальная тенденция транспортировки нефти имеет вектор развития на использование трубопроводов большого диаметра и больших толщин стенок труб, работающих под высоким давлением [1]. Российская Федерация, как один из мировых лидеров добычи и экспорта нефти, также следует данной тенденцией [2]. В настоящее время протяженность промышленных трубопроводов в России составляет десятки тысяч километров. Нештатные ситуации или аварии на таких трубопроводах могут приводить к катастрофическим последствиям, к экономическим потерям и к экологическому ущербу [3]. Фактор коррозии является одним из главных при возникновении штатных ситуаций на промышленных трубопроводах, а основным типом коррозии, сопровождающей эксплуатацию магистральных трубопроводов, является так называемая речевая (канавочная) коррозия [4, 5]. Срок службы промышленных трубопроводов может достигать 10–15 лет, но речевая коррозия, и сопутствующие ей процессы приводят к снижению их эксплуатационной надежности и, как следствие, срока эксплуатации [5, 6]. Повышение надежности и долговечности промышленных трубопроводов является комплексной научно-технической задачей, решение которой позволит повысить их эксплуатационную надежность, и в конечном итоге, по-

высить безопасность эксплуатации.

Промысловые трубопроводы предназначены, в основном, для транспортировки пластовых флюидов и изготавливаются из углеродистых и низколегированных сталей. Причиной появления речевой износа в промышленном трубопроводе является абразивно-коррозионный износ нижней части образующей трубы [7, 8]. С центрального участка этой поверхности в процессе эксплуатации трубопровода происходит постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки, в результате чего, такие поверхности становятся подверженными электрохимической коррозии. Происходит образование гальванической пары между участком трубы, очищенным от железо-карбонатного слоя, являющейся в данном случае анодом, и остальной ее частью, которая является катодом. Это служит причиной переноса металла с очищенной части образующей трубы. А высокая разность площадей анода и катода приводит к достаточно быстрому уносу металла с анодной части и, соответственно, появлению речевой коррозии [6-8]. По данным источников [6-9] ширина такого типа коррозии может достигать значений до 60 мм, глубина до 3,5 мм, а длина до 140 м. Уменьшение толщины стенок влияет отрицательно не только на эксплуатационную надежность трубы, но и на ее нагрузочную способность, следовательно необходимо постоянно совершенствовать меры борьбы с коррозионным износом данного типа [10]. Поэтому определение напряженно-деформированного состояния трубы, подвергающейся воздействию речевой коррозии, является актуальной научно-практической задачей.

**Цель работы (The main aim of the study):**

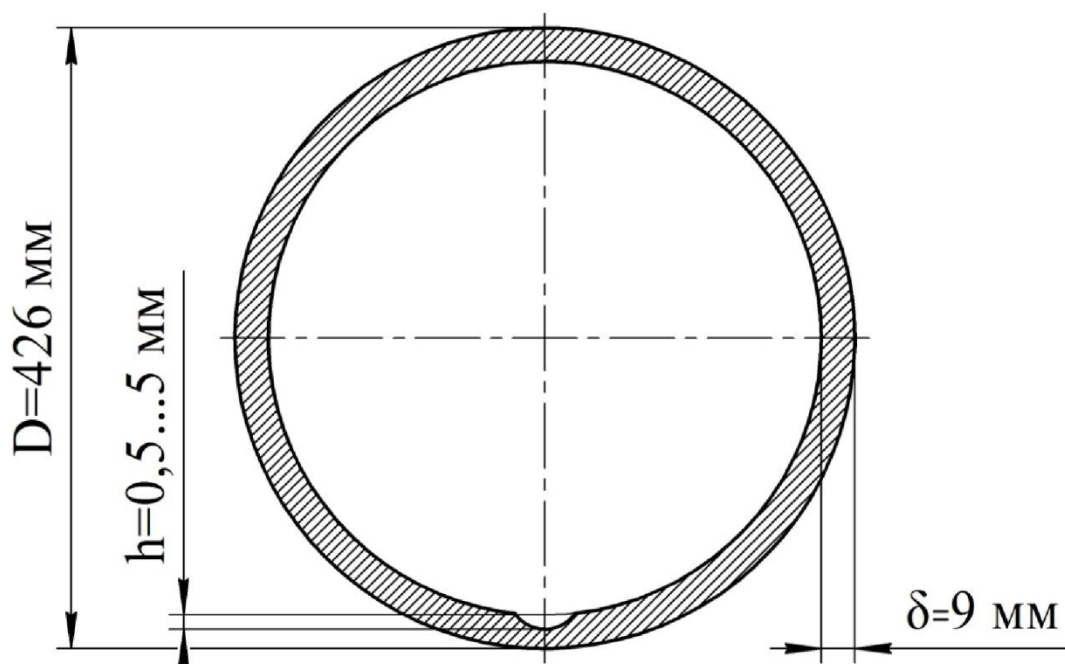


Рис. 1. Схема поперечного сечения трубопровода с износом от ручейковой коррозии  
Fig. 1. Cross-sectional diagram of a pipeline with a ribbed wear

Таблица. Эквивалентные напряжения в трубопроводе  
Table. Equivalent stresses in the pipeline

Глубина износа от коррозии, мм	Максимальные эквивалентные напряжение, МПа
0	1,187
1	1,71
2	2,587
3	3,471
4	5,24
5	8,499

С помощью метода конечных элементов установить критические значения глубины коррозии трубы промышленного трубопровода при которых не будет превышен предел текучести материала трубы.

#### Методы исследования и эксперимент (The methods used in the study and the experiment):

В исследовании использовался метод конечных элементов и проводились численные эксперименты с использованием специализированного программного обеспечения ANSYS. В данной программной среде проводилось определение напряженно-деформированного состояния численной модели трубопроводов и данное программное обеспечение успешно зарекомендовало себя при решении задач по определению нагрузочной способности трубопроводов [11-13], что позволит провести численные эксперименты с достаточной точностью, а полученные результаты считать достоверными [14]. В данном случае численное моделирование проводилось для трубы

выполненной из стали 09Г2С (предел текучести  $\sigma_{0,2}=345$  МПа, предел прочности  $\sigma_b=490$  МПа, модуль упругости  $E=2 \cdot 10^5$  МПа, коэффициент Пуассона  $\mu=0,28$ ) ГОСТ 31447-2012, с наружным диаметром  $D=426$  мм и толщиной стенки  $\delta=9$  мм. Рабочее давление при перекачивании нефти принимается равным 5 МПа. На рисунке 1 показана схема поперечного сечения данной трубы.

Математической моделью объекта численного эксперимента на микроуровне, в системе ANSYS, является система дифференциальных уравнений в частных производных. Данная модель описывает процессы происходящие в сплошной среде с заданными краевыми условиями. Система уравнений известна, но точное решение ее удастся получить лишь для частных случаев. Это является причиной того, что для анализа объектов на микроуровне необходимо сделать переход к приближенной модели, поэтому для конкретизации объекта исследования были сделаны следующие



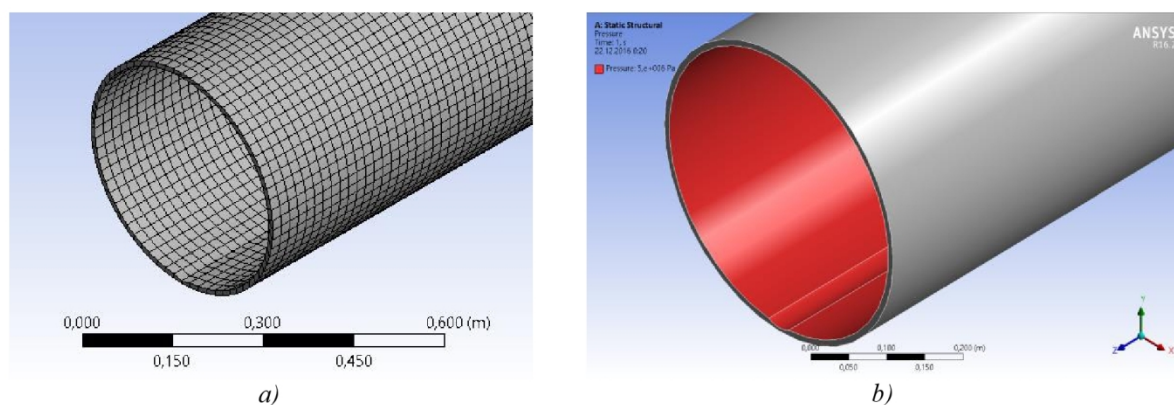


Рис. 2. Конечно-элементная модель исследуемого трубопровода разбитая на конечные элементы (a) и с приложением внутреннего давления (b)

Fig. 2. The finite element model of the pipeline under investigation divided into finite elements (a) and with the application of internal pressure (b)

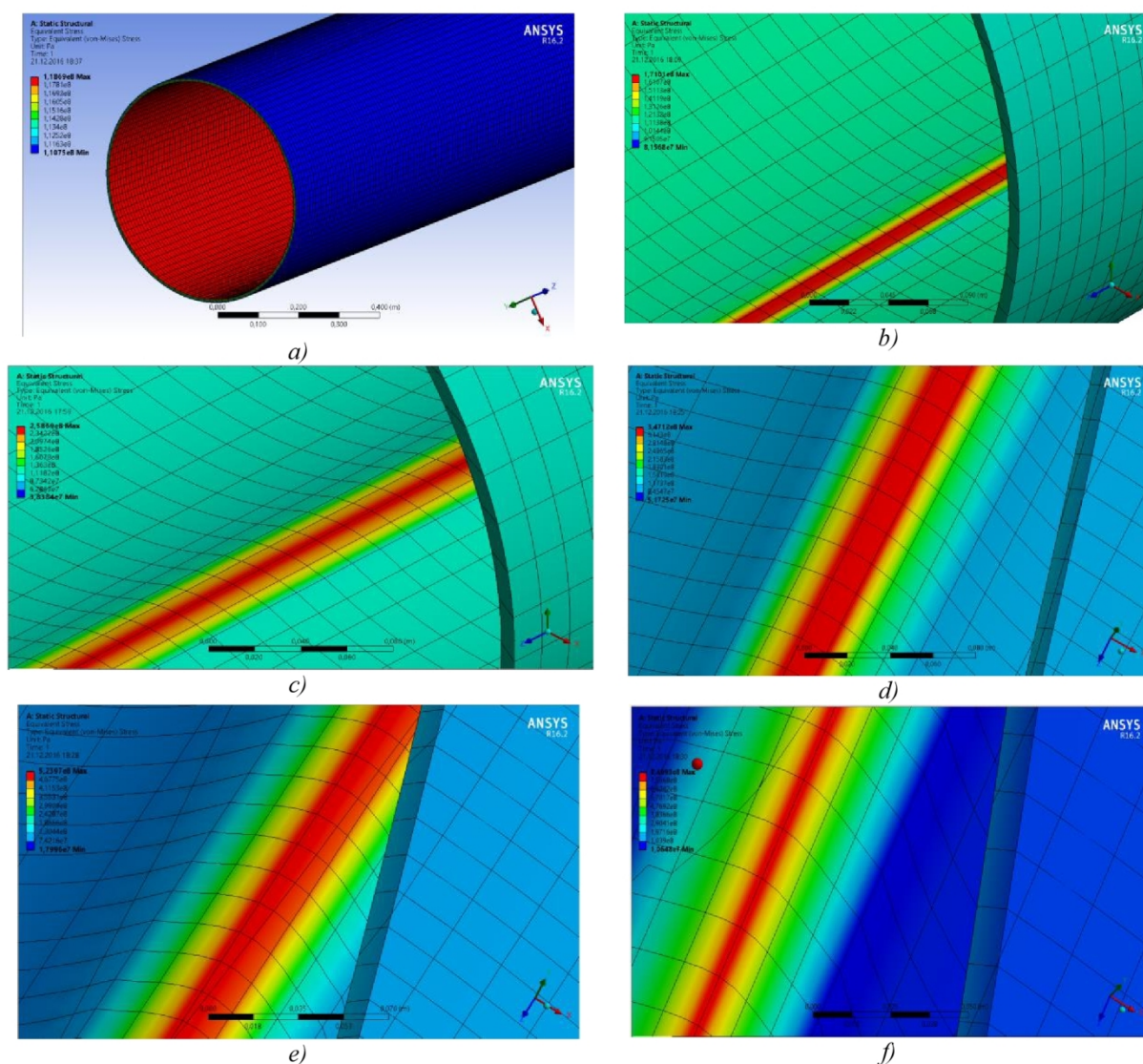


Рис. 3. Эпюры эквивалентных напряжений на участке трубопровода при внутреннем давлении 5 МПа  
 a)  $h=0$ ; b)  $h=1$  мм; c)  $h=2$  мм; d)  $h=3$  мм; e)  $h=4$  мм; f)  $h=5$  мм

Fig. 3. Diagrams of equivalent stresses in the pipeline section at an internal pressure of 5 MPa  
 a)  $h=0$ ; b)  $h=1$  mm; c)  $h=2$  mm; d)  $h=3$  mm; e)  $h=4$  mm; f)  $h=5$  mm

допущения:



- труба без коррозионных дефектов, но с наличием ручейковой коррозии на нижней образующей трубы, глубина распространения коррозии ( $h$ ) различна и принимает значения от 0,5 до 5 мм (рисунок 1);

- геометрия коррозионного дефекта остается неизменной на всей протяженности трубы;
- края трубопровода жестко зафиксированы;
- нагрузки, создаваемые окружающим грунтом не учитываются.

Для проведения численного эксперимента была создана твердотельная модель заданного трубопровода с изменяющимися параметрами. Изменяющимся параметром в данном случае была глубина распространения коррозии  $h$ , которая изменялась от 0 до 5 мм с шагом 1 мм. Длина коррозии не принималась в расчет, т.к. доказано, что длина коррозионного износа влияет несущественно на повреждение структуры материала трубы, на концентрацию напряжений и на возникающие напряжения [14]. После чего созданы их конечно-элементные сеточные модели, заданы условия фиксации и внутреннее давление, равное 5 МПа. Модель трубопровода для проведения численного эксперимента в системе ANSYS представлена на рисунке 2.

После чего был проведен ряд численных экспериментов с определением напряженно-деформируемого состояния трубопровода и с построением эпюр эквивалентных напряжений и проведено сопоставление полученных параметров. Так как материал трубы является изотропным и пластичным, то согласно четвертой теории проч-

ности допустимо сопоставлять, возникающие при моделировании в ANSYS, в модели эквивалентные напряжения с пределом текучести и прочностю материала исследуемого объекта [15].

#### Результаты (The results):

Эпюры эквивалентных напряжений, полученные в процессе проведения численных экспериментов, представлены на рисунке 3.

Результаты расчетов максимальных эквивалентных напряжений при изменяющейся глубине коррозии приведены в таблице.

По полученным в результате моделирования данным был построен график изменения максимальных эквивалентных напряжений в зависимости от глубины коррозионного дефекта. Результаты расчетов представлены на рисунке 4.

График на рисунке 4 представляет собой эмпирическую закономерность изменения максимальных эквивалентных напряжений в зависимости от изменения глубины износа от ручейковой коррозии для трубы с указанными ранее геометрическими параметрами, механическими свойствами материала трубы и нагрузками. Из графика видно, что напряжение в металле в зависимости от глубины износа растет по экспоненте, до значения равного пределу прочности (что соответствует глубине коррозии  $h=3$  мм), после чего зависимость меняется, а максимальные эквивалентные напряжения растут быстрее. Также видно что, предел текучести материала трубы достигается при  $h=3$  мм, т.е. приблизительно при 30% от толщины стенки, а предел прочности материала трубы достигается при  $h=3,8$  мм, т.е. приблизительно

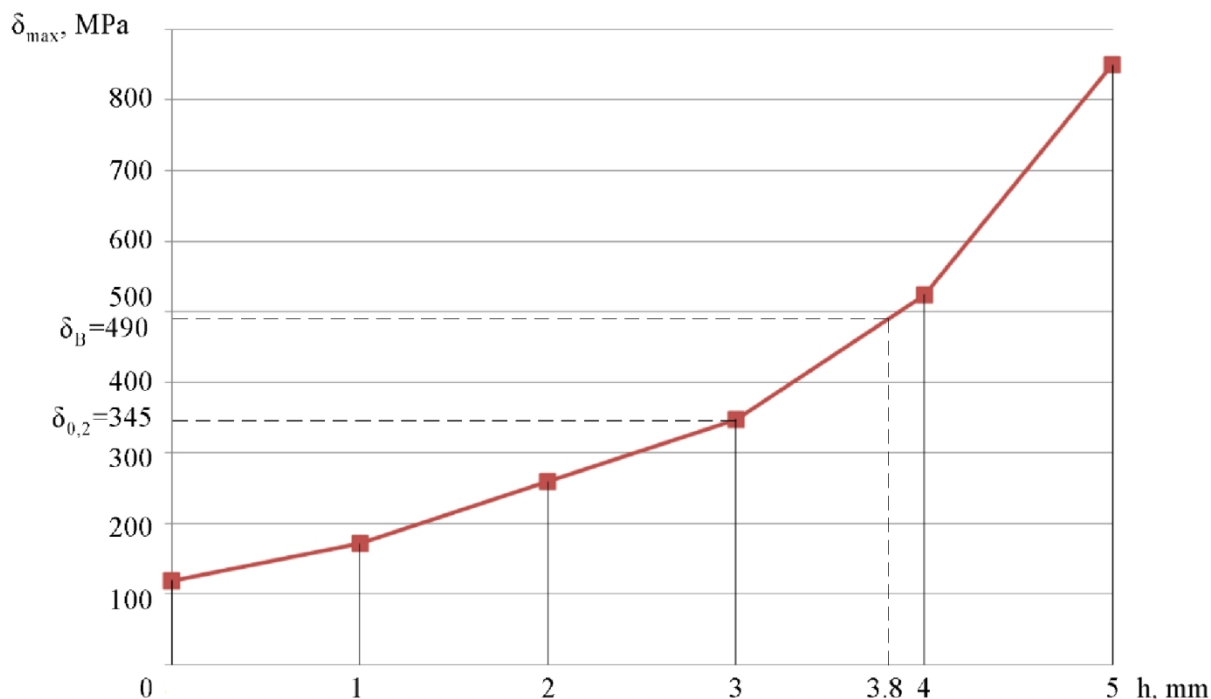


Рис. 4. График изменения максимальных эквивалентных напряжений в зависимости от изменения глубины износа от ручейковой коррозии

Fig. 4. Graph of changes in the maximum equivalent stresses depending on the change in the wear depth of the rill corrosion

при 40% от толщины стенки трубы.

После обобщения полученной в результате численных экспериментов информации можно сделать следующие выводы:

- образующиеся в результате ручейковой коррозии канавки износа являются концентраторами напряжений;

- максимальные эквивалентные напряжения локализованы в нижней части канавки износа и практически не распространяются за ее пределы;

- критическим значением глубины износа от ручейковой коррозии для рассматриваемого участка магистрального трубопровода можно считать значение 3,8 мм (т.е. величина износа составляет 40% от толщины стенки трубы), когда достигается предел прочности материала трубы;

- можно предположить что для труб других диаметров, но с тем же соотношением наружного диаметра к толщине стенки, при прочих аналогичных условиях, будет справедлива закономерность критичности 40%-го износа стенки трубы.

В дальнейшем планируется проведение серии численных экспериментов с моделями труб различных диаметров и толщин стенок, изготовленных из других марок стали, а также с учетом нагрузок, создаваемых грунтом с целью выяснения, является ли полученная эмпирическая закономерность изменения максимальных эквивалентных напряжений в зависимости от изменения глубины износа от ручейковой коррозии справедливой. Расширение экспериментальных данных и выявление более устойчивой закономерности позволит предсказывать величину износа вызванного ручейковой коррозией, а также позволит минимизировать влияния ручейковой коррозии, увеличить эксплуатационную надежность. Также позволит разработать альтернативные или дополнительные, к уже существующим, меры борьбы с ручейковой коррозией и способы защиты промышленных трубопроводов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wang X. et al. Corrosion behavior of X80 pipeline steel under coupling effect of stress and stray current // Int J Electrochem Sci. 2014. Vol. 9. No 8. P. 4574–4588.
2. Смоленцев Е.И. Магистральные трубопроводы высокого давления // Проблемы геологии и освоения недр, 2012. – С. 436-438.
3. Косов А.В. Аварийность трубопроводов и экологические последствия, сопряженные с загрязнением естественных территорий (на примере Оленьего месторождения) // Вестник Томского государственного университета. – 2009. – №. 322. – С. 261-264.
4. Абдуллин И.Г., Давыдов С.Н., Худяков М.А. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов // М.: Нефтяное хозяйство. – 1984. – С. 51-53.
5. Клисенко Л.Б., Лапшин А.П., Кудрин Д.В. Вероятные причины образования ручейковой коррозии в промысловых нефтепроводах, выявленной при техническом диагностировании // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения. – 2015. – №. 9 (22).
6. Hong H. P. Inspection and maintenance planning of pipeline under external corrosion considering generation of new defects // Structural safety. – 1999. – Т. 21. – №. 3. – С. 203-222.
7. Инюшин И.В., Лейфрид А.В., Валеев А.С., Ривкин П.Р. Коррозия внутренней поверхности нефтесборных промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка газа. – 2002. - №3. – С.85-86.
8. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения. // Защита металлов. – 2005. – том 41. - №5. С. 523-527.
9. Информационный отчет. «Проведение работ по мониторингу коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокomppressorной станции» // Томск, 2004. – С. 51-59.
10. Вирясов А. Н., Гостинин И. А., Семенова М. А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири // Инженерный Вестник Дона. – 2013. – Т. 24. – №. 1 (24).
11. Бурков П.В., Буркова С.П., Тимофеев В.Ю., Ащеулова А.А., Захаров Д.А. Исследование взаимодействия диагностического дефектоскопа с трубопроводом методом конечных элементов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2014. – №. 1 (101).
12. Aksenov V.V., Timofeev V.Yu., Dronov A.A. FEM Study of Stress-Strain State of Elements of Harmonic Gear Drive with Hollow Shaft and Intermediate Rollers // Applied Mechanics and Materials. – Trans Tech Publications, 2015. – Т. 770. – С. 464-468.
13. Burkov P. V., Burkova S. P., Samigullin V. D. Computer Simulation of Stress-Strain State of Oil Gathering Pipeline Designed for Ugut Field // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Pub-

lishing, 2016. – Т. 125. – №. 1. – С. 012037.

14. Nahal M. et al. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress //Arabian Journal for Science and Engineering. – 2015. – Т. 40. – №. 11. – С. 3273-3283.

15. Inside.mines.edu [Электронный ресурс]. URL: [http://inside.mines.edu/~apetrell/ENME442/Labs/1301\\_ENME442\\_lab7.pdf](http://inside.mines.edu/~apetrell/ENME442/Labs/1301_ENME442_lab7.pdf) (дата обращения: 08.06.2018).

## REFERENCES

1. Wang X. et al. Corrosion behavior of X80 pipeline steel under coupling effect of stress and stray current // Int J Electrochem Sci. 2014. Vol. 9. No. 8. P. 4574-4588.

2. Smolencev. E.I. Magistralnye truboprovody vysokogo davleniya [High pressure main pipelines]. Problemy geologii i osvoeniya nedr: Trudy Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma studentov i molodyh uchenykh imeni akademika M.A Usova (Tomsk, 2 – 7 aprelya) [Problems of Geology and subsoil development: International scientific Symposium named after academician M. A. Usov]. Tomsk, Publishing of the TPU, 2012. P. 436-438.

3. Kosov A.V. Avarijnost truboprovodov i ehkologicheskie posledstviya sopryazhennye s zagryazneniem estestvennykh territorij (na primere Olenego mestorozhdeniya) [Accident rate of pipelines and environmental consequences associated with pollution of natural areas (by the example of the oil field “Olen’e”)]. Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta [Bulletin of Tomsk State University]. 2009. No. 322. P. 261-264.

4. Abdullin I.G., Davydov S.N., Hudyakov M.A. Mekhanizm kanavochnogo razrusheniya nizhnej obrazuyushchej neftebornykh kollektorov [The mechanism of the groove destruction of the lower generatrix of oil-collecting reservoirs]. Neftyanoe hozyajstvo [Oil industry]. 1984. P. 51-53.

5. Klisenko L.B., Lapshin A.P., Kudrin D.V. Veroyatnye prichiny obrazovaniya ruchejkovoj korrozii v promyslovyykh nefteprovodakh vyyavlennoj pri tekhnicheskoy diagnostirovani [The probable reasons for the formation of ribbon corrosion in oilfield pipelines identified in the technical diagnostics]. Sovremennaya nauka: aktualnye problemy i puti ih resheniya [Modern science: Actual problems and ways to solve them]. 2015. No. 9(22).

6. Hong H. P. Inspection and maintenance planning of pipeline under external corrosion considering generation of new defects // Structural safety. 1999. Vol. 21. No. 3. P. 203-222.

7. Inyushin I.V., Lejfrid A.V. Valeev A.S., Rivkin P.R. Korroziya vnutrennej poverhnosti neftebornykh promyslovyykh truboprovodov [Corrosion of the inner surface of oil field pipelines]. Transport i podgotovka gaza [Transport and gas treatment]. 2002. Vol. 3. P. 85-86.

8. Gonik A.A. O lokalnoj vnutrennej korrozii neftegazoprovodov na me-storozhdeniyah Zapadnoj Sibiri i vozmozhnosti ee ustraneniya [On local internal corrosion of oil and gas pipelines in the fields of Western Siberia and the possibility of its elimination]. Zashchita metallov [Protection of metals]. 2005. No. 5. Vol. 41. P. 523-527.

9. Informacionnyj otchet [Information Report] Provedenie rabot po monitoringu korrozii tekhnologicheskikh truboprovodov na lugineckoj gazokompressornoj stancii [The work on corrosion monitoring of process piping at a gas compressor station Lugnetskaya]. Tomsk. 2004. P. 51-59.

10. Viryasov A.N., Gostinin I.A., Semenova M.A., Primenenie trub korrozionno-stojkogo ispolneniya dlya obespecheniya nadezhnosti neftegazotransportnykh sistem Zapadnoj Sibiri [Use of corrosion-resistant pipes to ensure the reliability of oil and gas transportation systems in Western Siberia]. Inzhenernyj vestnik Dona [Engineering Bulletin Of The Don]. 2013. No. 1(24). Vol. 24.

11. Burkov P.V., Burkova S.P. Timofeev V.Yu., Ashcheulova A.A., Zaharov D.A. Issledovanie vzaimodejstviya diagnosticheskogo defektoskopa s truboprovodom metodom konechnykh ehlementov [Study of the interaction of the diagnostic flaw detector with the pipeline by the finite element method]. Vestnik kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of Kuzbass State Technical University]. 2014. No. 1(101). P. 30-33.

12. Aksenov V. V., Timofeev V. Y., Dronov A. A. FEM Study of Stress-Strain State of Elements of Harmonic Gear Drive with Hollow Shaft and Intermediate Rollers // Applied Mechanics and Materials. Trans Tech Publications. 2015. No. 770. P. 464-468.



13.Burkov P.V., Burkova S.P., Samigullin V.D. Computer Simulation of Stress-Strain State of Oil Gathering Pipeline Designed for Ugut Field // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing. 2016. No. 1. Vol. 125. P. 012037.

14.Nahal M. et al. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress // Arabian Journal for Science and Engineering. 2015. Vol. 40. No. 11. P. 3273-3283.

15.Inside.mines.edu URL: [http://inside.mines.edu/~apetrell/ENME442/Labs/1301\\_ENME442\\_lab7.pdf](http://inside.mines.edu/~apetrell/ENME442/Labs/1301_ENME442_lab7.pdf) (accessed: 08.06.2018).

Поступило в редакцию 14.06.2018

Received 14.06.2018