

З.Х. Павлова, А.Д. Павлова, Х.А. Азметов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

РАСЧЁТ НА ПРОЧНОСТЬ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ С НАРУЖНОЙ КОРРОЗИЕЙ

Zukhra Kh. Pavlova, Anastasiya D. Pavlova, Khasan A. Azmetov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

CALCULATION FOR THE STRENGTH AND ENSURING THE OPERATION SAFETY OF PIPELINES WITH EXTERNAL CORROSION

Введение

Трубопроводы магистральных нефтегазопроводов в основном уложены подземно. Под воздействием окружающей подземный трубопровод среды с течением времени происходит снижение защитных свойств наружного изоляционного покрытия трубопровода. Кроме того, по разным причинам имеет место механическое разрушение покрытия на отдельных участках трубопровода. Указанные процессы приводят к наружной коррозии стенки труб участков подземных трубопроводов. Коррозия связана со снижением толщины стенки труб и повышением уровня кольцевых напряжений в них. В результате возникает проблема оценки прочности труб и обеспечения безопасности эксплуатации трубопроводов с наружной коррозией.

В настоящее время достаточно широкое применение получила установка металлической муфты на трубопровод в местах наличия наружной коррозии. Муфта принимает часть нагрузки от рабочего давления и тем самым снижает нагрузку и кольцевые напряжения на корродированном участке трубопровода.

Background

The main oil and gas pipelines are mainly laid underground. Under the influence of the environment surrounding the underground pipeline, over time, there is a decrease in the protective properties of the outer insulation coating of the pipeline. In addition, for various reasons, mechanical destruction of the coating occurs in certain sections of the pipeline. These processes lead to external corrosion of the pipe wall in sections of underground pipelines. Corrosion is associated with a decrease in pipe wall thickness and an increase in the level of hoop stresses in them. As a result, the problem arises of assessing the strength of pipes and ensuring the safe operation of pipelines with external corrosion.

At present, the installation of a metal sleeve on a pipeline in places with external corrosion has received a fairly widespread use. The coupling takes a part of the load from the operating pressure and thereby reduces the load and hoop stresses on the corroded section of the pipeline.

В то же время муфта создает локальную жесткость на деформацию в условиях действия рабочего давления с существенным изменением напряженно-деформированного состояния трубопровода. Напряженно-деформированное состояние трубопровода с наружной коррозией и установленной на нем муфтой зависит от геометрических характеристик трубы и муфты, а также остаточной толщины стенки трубы после коррозии.

Цели и задачи

Обеспечение прочности отремонтированного с применением муфты трубопровода с наружной коррозией и безопасной эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов на основе обоснованного расчетом принятия геометрических характеристик ремонтных муфт.

Результаты

Получены расчётные формулы, и на их основе проведена оценка величины напряжений от действия рабочего давления в стенках трубопровода и муфты на корродированном участке, а также в сечениях трубопровода по краям ремонтной муфты за её пределами. Предложены технические решения по обеспечению безопасной эксплуатации участка трубопровода с наружной коррозией, отремонтированного с применением ремонтных муфт.

At the same time, the coupling creates a local deformation stiffness under the operating pressure with a significant change in the stress-strain state of the pipeline. The stress-strain state of a pipe-wire with external corrosion and a sleeve installed on it depends on the geometric characteristics of the pipe and sleeve, as well as the residual pipe wall thickness after corrosion.

Aims and Objectives

Ensuring the strength of a pipeline with external corrosion repaired with the use of a coupling and the safe operation of oil and gas trunk pipelines based on a reasonable calculation of the geometric characteristics of the repair couplings.

Results

Calculation formulas were obtained and, on their basis, an assessment of the magnitude of stresses from the action of the working pressure in the walls of the pipeline and the coupling in the corroded section, as well as in the sections of the pipeline along the edges of the repair coupling outside of it, was carried out. Technical solutions are proposed to ensure the safe operation of a pipeline section with external corrosion, repaired using repair couplings.

Ключевые слова: трубопровод; наружная коррозия; муфта; рабочее давление; кольцевые напряжения; напряжения изгиба; запас прочности

Key words: pipeline; external corrosion; clutch; operating pressure; ring stresses; bending stress; margin of safety

Опыт технической эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов (МНГ) показывает, что одной из причин повреждения их линейной части является наружная коррозия труб [1-6]. Современное состояние оценки технического состояния трубопроводных систем позволяет своевременно определить корродированные участки подземных трубо-

проводов и установить фактические геометрические параметры коррозионного износа труб. Службами ремонта трубопроводов разработаны соответствующие нормативные документы по восстановлению работоспособности корродированных труб [7]. Имеются эффективные методы и средства проведения таких восстановительных работ. В то же вре-

мя требуется совершенствование определения геометрических параметров муфт с учетом того, что от них существенно зависит напряженно-деформированное состояние отремонтированного трубопровода в процессе эксплуатации. При этом прочность отремонтированного участка должна соответствовать требованиям [8]. С целью обеспечения безопасной эксплуатации МНГ при определении конструкции муфт необходимо достижения возникновения расчетных минимальных напряжений в стенках отремонтированного трубопровода и ремонтной муфты под действием рабочего давления.

Для решения задачи получим зависимость напряжений в стенках трубы муфты от их геометрических характеристик и рабочего давления. При решении задач исходим из того, что трубы магистральных нефтепроводов с точки зрения оценки их прочности и деформации стенок относятся к тонкостенным оболочкам. В связи с этим задача решена на основе теории оболочек, изложенных в [9], при использовании работ [10, 11].

Под действием внутреннего давления участок трубопровода под муфтой и муфта деформируются в радиальном направлении с возникновением кольцевых напряжений. За пределами муфты, справа и слева от нее, трубопровод также деформируется в радиальном направлении. При этом в сечениях по краям муфты эти деформации будут существенно меньше, чем на определенном удалении от муфты за её пределами. Таким образом, в сечениях трубопровода, начиная от торца муфты, происходит изменение радиальных перемещений, т.е. происходит изгиб стенки трубопровода. В соответствии с теорией оболочек радиальные перемещения вследствие резкого изменения толщины стенки оболочки (трубы) быстро убывают по её длине, т.е. имеют локальный характер.

При расчётах деформации трубопровода и муфты как оболочек радиальные перемещения стенок трубы и муфты на участке её установки под действием внутреннего давления p принимаются равными между собой, т.е.

$$W_1 = W_2, \quad (1)$$

где W_1, W_2 - радиальные перемещения муфты и трубы соответственно.

Тогда связь между кольцевыми напряжениями в стенках муфты и трубы запишется в виде:

$$\frac{\sigma_{1к}R_1}{E_1} = \frac{\sigma_{2к}R_2}{E_2}, \quad (2)$$

где $\sigma_{1к}, \sigma_{2к}$ - кольцевые напряжения соответственно в стенке муфты и трубы;

E_1, E_2 - модуль упругости металла муфты и трубы;

R_1, R_2 - радиус срединной поверхности стенки соответственно муфты и трубы.

С учетом [9], вышеизложенных положений и условия статического равновесия усилий, действующих в стенке трубы и муфты, получены расчётные формулы для определения кольцевых напряжений в стенке трубы на участках с уменьшенной толщиной стенки из-за коррозии и без коррозии, а также в стенке муфты. Для удобства анализа эти расчётные формулы получены в виде:

$$\sigma_j = \sigma_{кц} \cdot \bar{\sigma}_j, \quad (3)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевое напряжение в стенке трубопровода от действия рабочего давления p на участках без коррозии;

σ - напряжение с учётом коррозии и совместной деформации трубы и муфты;

j - символ обозначает вид напряжения (кольцевое или изгиба), расчётное сечение, трубопровод или муфту;

$\bar{\sigma}$ - безразмерный параметр влияния на напряжения коррозии, геометрических характеристик трубы и муфты.

Кольцевое напряжение

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pR_2}{\delta_2}, \quad (4)$$

где $R_2 = 0,5(D_H - \delta_2)$; δ_2 - толщина стенки трубы; D_H - наружный диаметр трубы.

В данной работе рассматривается вариант, когда муфта изготовлена из металла с механическими свойствами металла трубы. Для расчёта кольцевых напряжений в стенке трубы с наибольшей коррозией для безразмерного параметра влияния $\bar{\sigma}_j$ имеем

$$\bar{\sigma}_{2к} = \frac{\bar{R}\bar{R}_k(b_0 + \bar{c})}{b_0(\bar{R}_k\bar{\delta} + \bar{R}\bar{\delta}_k)}, \quad (5)$$

где $\bar{R} = \frac{R_1}{R_2}$;

$$\bar{R}_k = \frac{R_k}{R_2};$$

$$\bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta_2};$$

$$\bar{\delta}_k = \frac{\delta_k}{\delta_2};$$

$$\bar{c} = \frac{b_0\bar{\delta}}{b_0(\bar{\delta} + \bar{R}) + \bar{R}};$$

$$b_0 = \frac{1,2854 \cdot b}{\sqrt{(R_2\delta_2)^2}};$$

$$R_1 = R_2 + 0,5(\delta_1 + \delta_2);$$

$$R_k = R_2 - 0,5(\delta_2 - \delta_k);$$

b - половина длины муфты;

R_k - радиус срединной поверхности стенки трубы на корродированном участке;

δ_1, δ_k - толщина стенки соответственно муфты и трубы на корродированном участке.

Расчёт кольцевых напряжений в стенке муфты на участке трубопровода с коррозией производится по формуле (3), где безразмерный параметр

$$\bar{\sigma}_{1к} = \frac{\bar{R}_k^2(b_0 + \bar{c})}{b_0(\bar{R}_k\bar{\delta} + \bar{R}\bar{\delta}_k)}. \quad (6)$$

Для вычисления безразмерного параметра кольцевого напряжения в сечениях трубопровода по концам муфты получено следующее аналитическое выражение

$$\bar{\sigma}_{3к} = \frac{\bar{R}(b_0 + \bar{c})}{b_0(\bar{R} + \bar{\delta}E)}. \quad (7)$$

Безразмерный параметр влияния $\bar{\sigma}_j$ при расчёте напряжения изгиба стенки трубопровода в сечениях по концам муфты определяется по формуле

$$\bar{\sigma}_{3и} = \frac{1,8157b_0\bar{\delta}}{b_0(\bar{\delta} + \bar{R}) + \bar{R}}. \quad (8)$$

Сечение трубопровода по краям муфты подвергается одновременному воздействию внутреннего давления и изгиба. В этом сечении следует найти наибольшее эквивалентное напряжение, которое возникает в наружной поверхности трубы и вычисляется по формуле

$$\sigma_{3э} = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_{3э}, \quad (9)$$

где $\bar{\sigma}_{3э} = (\bar{\sigma}_{3к}^2 + \bar{\sigma}_{3и}^2 + \bar{\sigma}_{3э} \cdot \bar{\sigma}_{3и})^{0,5}$. (10)

По полученным зависимостям проведены расчёты и анализ напряженно-деформированного состояния корродированных участков трубопроводов $\varnothing 530 \times 9$ мм, $\varnothing 720 \times 10$ мм и $\varnothing 1020 \times 11$ мм, отремонтированных с применением муфт.

Для всех трубопроводов рабочее давление $p = 5,0$ МПа, металл труб и муфт имеет предел текучести $\sigma_T = 350,0$ МПа.

Длины муфт приняты для трубопровода $\varnothing 530 \times 9$ мм - $2B = 150$ см, для трубопровода $\varnothing 720 \times 10$ мм - $2B = 200$ см и для трубопровода $\varnothing 1020 \times 11$ мм - $2B = 250$ см.

Ниже приведены некоторые результаты расчётов и анализа.

На рисунке 1 даны графические зависимости безразмерных параметров $\bar{\sigma}_{1к}$, $\bar{\sigma}_{2к}$, $\bar{\sigma}_{3к}$, $\bar{\sigma}_{3и}$, $\bar{\sigma}_{3э}$ от $\bar{\delta}$ при $\bar{\delta}_к = 0,6$ для трубопровода $\varnothing 720 \times 10$ мм.

Приведенные графические зависимости и выполненные нами расчёты показывают, что увеличение толщины стенки муфты, характеризующееся параметром $\bar{\delta}$, связано со снижением $\bar{\sigma}_{1к}$, $\bar{\sigma}_{2к}$, $\bar{\sigma}_{3к}$ и повышением $\bar{\sigma}_{3и}$ и $\bar{\sigma}_{3э}$.

Исходя из приведенных здесь расчётных формул можно заключить, что безразмерные параметры $\bar{\sigma}_{1к}$, $\bar{\sigma}_{2к}$, $\bar{\sigma}_{3к}$, $\bar{\sigma}_{3и}$ и $\bar{\sigma}_{3э}$ в полной мере характеризуют закономерности изменения соответствующих им напряжений в зависимости от изменений исходных данных по трубопроводу и муфте. Значение $\bar{\sigma}_j = 1$ соответствует уровню напряжений в стенке трубы без коррозии.

С целью обеспечения прочности труб и муфты и безопасной эксплуатации трубопровода для фактически имеющегося параметра коррозии стенки трубы $\bar{\delta}_к$ следует найти такое значение $\bar{\delta}$, при котором наименьший запас прочности по напряжениям $\sigma_{1к}$, $\sigma_{2к}$, $\sigma_{3к}$, $\sigma_{3и}$ и $\sigma_{3э}$ имел наибольшее значение при изменении параметра $\bar{\delta}$.

На рисунке 2 приведены наименьшие запасы прочности по пределу текучести для трубопроводов различных диаметров при $\bar{\delta}_к = 0,6$ и изменениях $\bar{\delta}$.

Запасы прочности n_{Tj} вычислены по формуле

$$n_{Tj} = \frac{\sigma_T}{\sigma_j}. \quad (11)$$

Повышение запаса прочности обеспечивает прочность сооружения и безопасность эксплуатации [12].

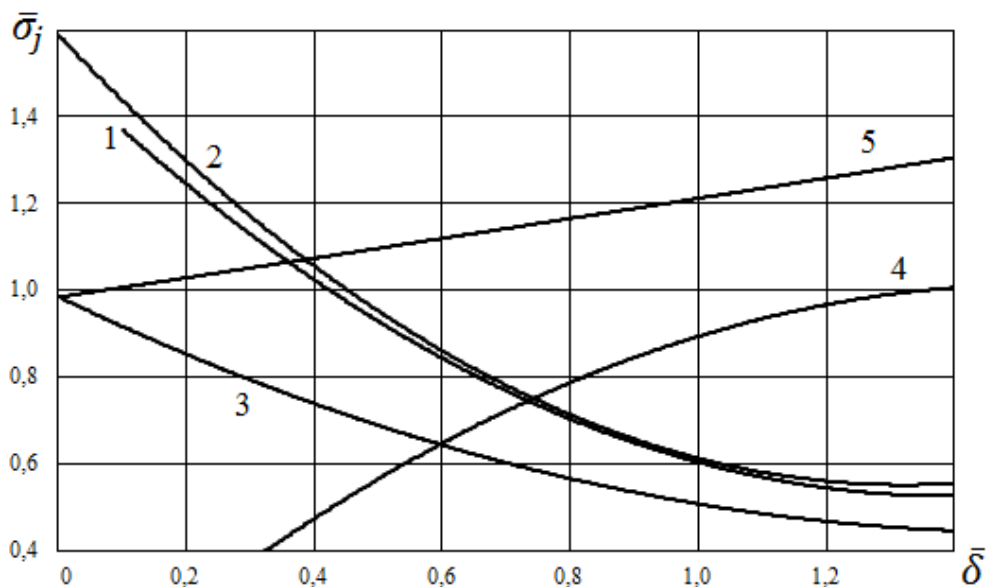
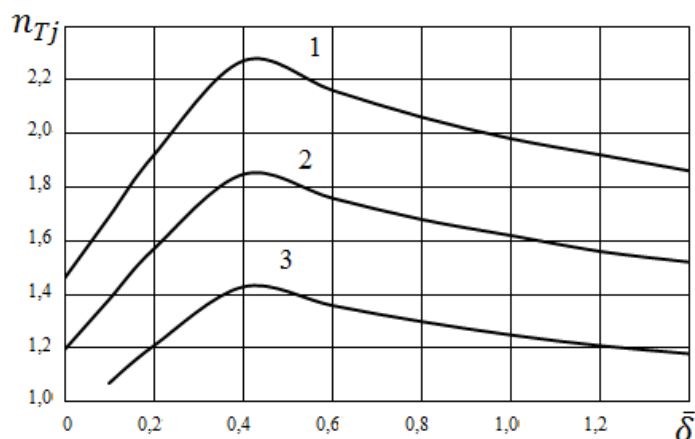


Рисунок 1. Зависимости параметров $\bar{\sigma}_{1к}$, $\bar{\sigma}_{2к}$, $\bar{\sigma}_{3к}$, $\bar{\sigma}_{3и}$, $\bar{\sigma}_{3э}$ от $\bar{\delta}$ при $\bar{\delta}_к = 0,6$ для трубопровода $\varnothing 720 \times 10$ мм



1 - Ø 530 x 9 мм; 2 - Ø 720 x 11 мм; 3 - Ø 1020 x 11 мм

Рисунок 2. Зависимости наименьших запасов прочности от параметра толщины стенки муфты для различных диаметров трубопроводов

Анализ запасов прочности n_{Tj} по вычисленным напряжениям в характерных сечениях (где возникают наибольшие напряжения) отремонтированного с применением муфты трубопровода, установление для каждого значения $\bar{\delta}$ наименьшего запаса прочности (по напряжениям $\sigma_{1к}$, $\sigma_{2к}$, $\sigma_{3к}$, $\sigma_{3и}$, $\sigma_{3э}$) и выявление среди наименьших запасов прочности наибольшего значения позволяют определить наиболее приемлемое значение $\bar{\delta}$ с точки зрения прочности и безопасности эксплуатации трубопровода. На рисунке 3 приведены зависимости между параметрами

$\bar{\delta}$ и $\bar{\delta}_к$ при обеспечении наибольших запасов прочности по пределу текучести металла трубопровода Ø 720 x 10 мм. С увеличением параметра $\bar{\delta}_к$, характеризующего остаточную после коррозии толщину стенки трубопровода, с целью обеспечения прочности трубы и безопасности эксплуатации трубопровода необходимо уменьшить толщину стенки муфты.

Зависимость на рисунке 3 позволяет с учётом величины коррозионного износа стенки трубопровода определить оптимальную толщину стенки муфты с точки зрения минимума напряжений в конструкции.

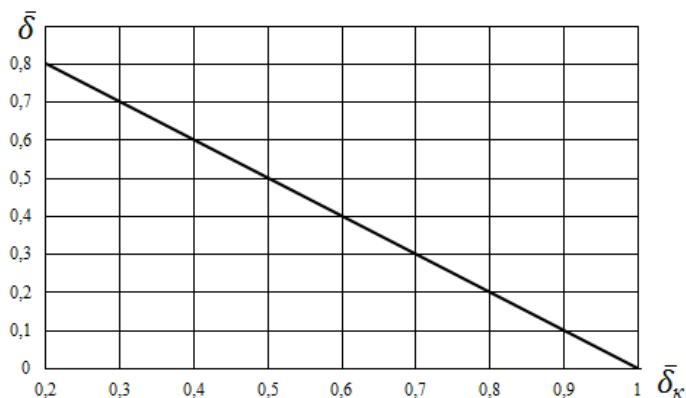


Рисунок 3. Зависимости между параметрами $\bar{\delta}$ и $\bar{\delta}_к$ при обеспечении наибольших запасов прочности по пределу текучести n_T

Выводы

Получены расчетные формулы и выполнена оценка величин напряжений от действия рабочего давления в стенках трубопровода и муфты на корродированном участке и в сечениях трубопровода по краям ремонтной муфты.

Показано, что применение ремонтных муфт на участках коррозии позволяет суще-

ственно снизить уровень напряжений в стенках труб.

Выявлено наличие оптимальной по уровню напряжений толщины муфты в зависимости от степени коррозии трубопровода. Применение муфт оптимальной толщины обеспечивает прочность труб и безопасную эксплуатацию магистральных нефте- и газопроводов.

Список литературы

1. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. 272 с.
2. Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г. Повышение ресурса нефтепроводов. М.: Недра, 2000. 494 с.
3. Гаспарянц Р.С. Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла // Нефтепромысловое дело. 2008. № 1. С. 34-39.
4. Гумеров А.Г., Ямалиев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. 252 с.
5. Антипов В.Н. Моделирование аварийных ситуаций с проливом товарной нефти // Безопасность труда в промышленности. 2012. № 8. С. 86-88.
6. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. 525 с.
7. РД 23.040.00-KTN-090-09. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. М.: АК Транснефть, 2011. 66 с.
8. Феодосьев В.И. Сопrotivление материалов. М.: Наука, 1970. 544 с.
9. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.0-85. М.: Госстрой, 2013. 97 с.
10. Павлова З.Х. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистральных нефтепроводов в условиях изменений технологического режима перекачки // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 91-96.
11. Павлова З.Х. Анализ напряженно-деформированного состояния стенки трубы в сечении соединения с запорной арматурой при изменении технологического режима перекачки нефти в магистральном нефтепроводе // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 154-158.
12. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 515 с.

References

1. Gumerov A.G., Azmetov Kh.A., Gumerov R.S., Vekshtein M.G. *Avariino-vosstanovitel'nyi remont magistral'nykh nefteprovodov* [Emergency Recovery Repair of Main Oil Pipelines]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 1998. 272 p. [in Russian].
2. Zainullin R.S., Gumerov A.G. *Povyshenie resursa nefteprovodov* [Increasing the Resource of Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 494 p. [in Russian].
3. Gaspariyants R.S. Raschet na prochnost' i dolgovechnost' truboprovodov s korrozionnymi defektami poteri metalla [Calculation of the Strength and Durability of Pipelines with Corrosion Defects Metal Loss]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2008, No. 1, pp. 34-39. [in Russian].
4. Gumerov A.G., Yamaliev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defectiveness of Oil Pipelines and Methods of Their Repair]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 1998. 252 p. [in Russian].
5. Antipev V.N. Modelirovanie avariinykh situatsii s prolivom tovarnoi nefti [Modeling Emergency Situations with the Spill of Commercial Oil]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti - Occupational Safety in Industry*, 2012, No. 8, pp. 86-88. [in Russian].
6. Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshtein M.G., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Kapital'nyi remont podzemnykh nefteprovodov* [Overhaul of Underground Oil Pipelines]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 1999. 525 p. [in Russian].
7. RD 23.040.00-KTN-090-09. *Klassifikatsiya defektov i metody remonta defektov i defektnykh sekcii deistvuyushchikh magistral'nykh nefteprovodov* [RD 23.040.00-KTN-090-09. Classification of Defects and Methods of Repairing Defects and Defective Sections of Operating Main Oil Pipelines]. Moscow, AK Transneft' Publ., 2011. 66 p. [in Russian].
8. Feodosev V.I. *Soprotivlenie materialov* [Strength of Materials]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 544 p. [in Russian].
9. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.0-85* [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Edition SNiP 2.05.0-85]. Moscow, Gosstroi Publ., 2013. 97 p. [in Russian].

10. Pavlova Z.Kh. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya trub magistral'nykh nefteprovodov v usloviyakh izmenenii tekhnologicheskogo rezhima perekachki [Investigation of the Stress-Strain State of Pipes of the Main Oil Pipelines in Conditions of Changes in Technology Pumping Mod]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2014, Vol. 12, No. 1, pp. 91-96. [in Russian].

11. Pavlova Z.Kh. Analiz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya stenki truby v sechenii soedineniya s zapornoj armaturoi pri izmeneniyakh tekhnologicheskogo rezhima perekachki nefti v magistral'nom nefteprovode [Analysis of the Stress-Strain State of the Pipe Wall in Cross-Section Connections with Stop Valve When Changes in the Technological Mode of Pumping Oil in the Main Pipeline]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2014, Vol. 12, No. 1, pp. 154-158. [in Russian].

12. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoi ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource of Safe Operation of Vessels and Pipelines]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 515 p. [in Russian].

Авторы

• Павлова Зухра Хасановна, д-р техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Директор института цифровых систем, автоматизации и энергетики
Профессор кафедры «Электротехника и оборудование предприятий»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Павлова Анастасия Дмитриевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант кафедры «Пожарная и промышленная безопасность»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: Pavlovaad7@mail.ru

• Азметов Хасан Ахметзиевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: st@rusoil.net

The Authors

• Pavlova Zukhra Kh., Doctor of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Director of the Institute of Digital Systems, Automation and Energy
Professor of Electrical Engineering and Electrical Facilities of Enterprises Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Pavlova Anastasiya D.
Ufa State Petroleum Technological University
Postgraduate Student of Fire and Industrial Safety Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: Pavlovaad7@mail.ru

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Construction and Repair of Gas and Oil Pipeline and Storage Facilities Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: st@rusoil.net