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

ПРОЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТРЕМОНТИРОВАННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВМЕСТНО СТАЛЬНОЙ МУФТЫ И КОМПОЗИТНОГО МАТЕРИАЛА

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

STRENGTH AND OPERATION SAFETY OF THE REPAIRED PIPELINE SECTION WHEN USING A STEEL COUPLING AND A COMPOSITE MATERIAL

Введение

При ремонте труб магистральных нефте- и газопроводов с дефектами типа вмятина и гофра нашли широкое применение неприварные муфты по композитно-муфтовой технологии. Эта технология успешно используется также при ремонте трубопроводов с дефектами типа коррозия, расслоение, риски, царапина и др.

Основным требованием к применяемой технологии и средствам ремонта является обеспечение прочности и безопасности эксплуатации отремонтированного участка. Вместе с тем установка муфты на трубопровод приводит в процессе перекачки продукта к существенному изменению напряженно-деформированного состояния трубопровода, влияющему на безопасность эксплуатации сооружения. В связи с этим необходимо определить наибольшие напряжения в стенке трубы и муфты на дефектном участке в процессе эксплуатации и оценить безопасность эксплуатации отремонтированного участка трубопровода.

Background

When repairing pipes of main oil and gas pipelines with defects such as dents and corrugations, non-welded couplings using composite coupling technology have found wide application. This technology is also successfully used in the repair of pipelines with defects such as corrosion, delamination, risks, scratches, etc.

The main requirement for the applied technology and means of repair is to ensure the strength and safety of operation of the repaired area. At the same time, the installation of a coupling on the pipeline leads to a significant change in the stress-strain state of the pipeline during the pumping process, which affects the safety of the structure. In this regard, it is necessary to determine the highest stresses in the wall of the pipe and coupling at the defective section during operation and to assess the operation safety of the repaired pipeline section.

Цели и задачи

Цель статьи - обеспечение прочности труб с дефектом типа коррозии и безопасности эксплуатации отремонтированного корродированного участка трубопровода с применением совместно стальной муфты и композитного материала, имеющего достаточную жесткость, на основе обоснованного выбора геометрических характеристик муфты.

Методы исследования

Анализ и теоретические исследования напряженно-деформированного состояния отремонтированного дефектного участка трубопровода под действием рабочего давления.

Результаты

Получены аналитические зависимости наибольших напряжений в стенках трубы и муфты от действия рабочего давления, геометрических характеристик коррозии стенки трубопровода, геометрических характеристик муфты, композитного материала и трубы и их механических свойств.

Проведена оценка влияния на прочность и безопасность эксплуатации дефектного участка трубопровода после его ремонта характеристик трубы, муфты, композитного материала и коррозии.

Предложены рекомендации по обеспечению прочности и безопасности эксплуатации трубопровода путем выбора геометрических характеристик ремонтной муфты и композитного материала в зависимости от степени коррозии.

Aims and Objectives

The purpose of the article is ensuring the strength of pipes with a defect such as corrosion and the operation safety of the repaired corroded pipeline section using jointly a steel sleeve and a composite material having sufficient rigidity, based on a reasonable choice of the geometric characteristics of the sleeve.

Methods

Analysis and theoretical studies of the stress-strain state of the repaired defective section of the pipeline under the action of operating pressure.

Results

Analytical dependences of the highest stresses in the pipe and sleeve walls on the action of the operating pressure, the geometric characteristics of the pipeline wall corrosion, the geometric characteristics of the sleeve, composite material and pipe and their mechanical properties have been obtained.

An assessment of the impact on the strength and operation safety of a defective pipeline section after its repair is carried out by the characteristics of the pipe, coupling, composite material and corrosion.

Recommendations are proposed for ensuring the strength and safety of the pipeline operation by choosing the geometric characteristics of the repair sleeve and composite material, depending on the degree of corrosion.

Ключевые слова: трубопровод; муфта; композитный материал; рабочее давление; напряжение; прочность; запас прочности; безопасность

Keywords: pipeline; sleeve; composite material; operating pressure; stressful condition; strength; strength resource; safety

Обеспечение прочности и безопасности труб магистральных нефте- и газопроводов (МНГ) в течение длительного срока их эксплуатации достигается проведением своевременных технологий ремонтно-восстановительных работ [1-10]. Ремонтно-восстановительные работы необходимы

вследствие наличия и роста дефектов оборудования и изделий, которые имелись в момент строительства или появились в процессе эксплуатации.

Современные методы и средства оценки технического состояния трубопроводных систем нефтегазовой отрасли позволяют в

основном своевременно обнаружить дефекты трубопроводов разного типа. Существуют технические средства и способы восстановления прочности труб при дефектах разного типа и всех возможных условиях, в том числе при сложных условиях прокладки трубопровода. В то же время с повышением доли трубопроводов с достаточно длительным сроком эксплуатации и неизбежным из-за этого ростом объемов ремонтных работ, а также сооружением трубопроводов больших диаметров с повышенным рабочим давлением требования к методам и средствам ремонта возрастают.

Эти требования вызваны также тем, что ремонтные работы, кроме ремонта с заменой дефектного участка трубопровода, проводятся путем увеличения толщины стенки трубы на поврежденном участке.

Подобное увеличение стенки трубы, несущей нагрузку от рабочего давления, приводит к появлению концентратора напряжения. С увеличением диаметра труб этот коэффициент концентрации тоже увеличивается. Кроме того, при многолетней эксплуатации происходит ухудшение механических свойств металла труб. Все это приводит к снижению прочности и безопасности трубопровода.

Таким образом, необходимо дальнейшее совершенствование методов и средств ремонта трубопроводов. При этом должна быть обеспечена прочность отремонтированного участка трубопровода с учетом требований [11-14]. В соответствии с [15] одним из основных направлений обеспечения безопасности сооружения является снижение уровня механических напряжений в изделиях, несущих нагрузку.

В соответствии с композитно-муфтовой технологией муфту монтируют на трубопровод из двух свариваемых между собой полу-муфт [4-6]. Между внутренней поверхностью стенки муфты и наружной поверхностью трубы остается зазор. Кольцевой зазор по краям герметизируют и заполняют специальным композитным материалом. Композитный материал затвердевает, образуя оболочку так, что нагрузка со стороны рабочего давления воспринимается совместно корродированной

стенкой трубы, композитным материалом в зазоре между муфтой и трубой и стенкой муфты.

С учетом вышеизложенных положений решение задачи выполнено на основе теории оболочек, изложенных применительно к трубопроводам в работах [16, 17].

Рабочее давление приводит к деформации стенки трубопровода в радиальном направлении. Увеличение радиуса ΔR трубы под действием внутреннего рабочего давления при заданных значениях R , δ , E определяется по известной зависимости

$$\Delta R = \frac{pR^2}{\delta E}, \quad (1)$$

где p - давление в полости трубы;

δ - толщина стенки трубы;

E - модуль упругости металла трубы;

$R = 0,5 (D_n - \delta)$ - радиус срединной поверхности стенки трубы, D_n - наружный диаметр трубы.

Анализируя выражение (1), можно отметить, что увеличение радиуса трубы приводит к существенному росту увеличения радиуса ΔR под действием внутреннего давления, а при повышенной толщине стенки значение ΔR снижается.

При установке ремонтной муфты на трубопровод толщина стенки, несущей нагрузку от давления, локально повышается, и в результате происходит разное изменение величины ΔR в сечениях трубопровода по краям муфты с появлением изгиба стенки трубы. В этих сечениях возникают напряжения изгиба, для вычисления которых следует получить соответствующие аналитические зависимости.

В результате решения задачи получены расчетные формулы для определения кольцевых напряжений в стенке трубопровода

σ_{2K} в сечении наибольшей коррозии, а также кольцевые напряжения σ_{1K} в этом же сечении в стенке муфты.

Расчетные формулы имеют вид:

$$\sigma_j = \sigma_K \cdot \bar{\sigma}_j, \quad (2)$$

где $\sigma_K = \frac{pR_2}{\delta_2}$ - кольцевое напряжение в стенке трубопровода без коррозии;

$\bar{\sigma}$ - безразмерный параметр влияния на уровень механических напряжений величины коррозии трубы геометрических характеристик трубы, муфты и композитного материала, их механических свойств;

j - обозначает вид напряжения (кольцевое и изгиба), расчетное сечение, трубу или муфту;

R_2, δ_2 - соответственно радиус срединной поверхности стенки и толщины стенки трубопровода.

Безразмерный параметр влияния для кольцевого напряжения в сечении трубопровода с наибольшей коррозией вычисляется по формуле

$$\bar{\sigma}_{2K} = \frac{1}{A_1} (\bar{R} \cdot \bar{R}_K \cdot \bar{R}_{K0} \cdot a_1), \quad (3)$$

$$\text{где } \bar{R} = \frac{R_1}{R_2}; \bar{R}_K = \frac{R_K}{R_2};$$

$$\bar{\delta}_0 = \frac{\delta_0}{\delta_2};$$

$$a_1 = 1 + \frac{\bar{c}}{a_0}; \bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta_2};$$

$$\bar{\delta}_K = \frac{\delta_K}{\delta_2};$$

$$A_1 = \bar{R} \cdot \bar{R}_{K0} \cdot \bar{\delta}_K + \bar{R}_K \cdot \bar{R}_{K0} \cdot \bar{\delta} + \bar{R} \cdot \bar{R}_K \cdot \bar{\delta}_0 \cdot \bar{E}_0;$$

$$\bar{E}_0 = \frac{E_0}{E_2};$$

$$\bar{R}_{K0} = \frac{R_{K0}}{R_2};$$

$$R_{K0} = R_2 + 0,5(\delta_0 + \delta_K);$$

R_1 - радиус срединной поверхности стенки муфты;

R_0 - радиус срединной поверхности оболочки, образованной композитным материалом;

δ_0 - толщина оболочки из композитного материала;

δ_1 - толщина стенки муфты;

δ_K - толщина стенки трубопровода на участке с наибольшей коррозией;

E_0 - модуль упругости композитного материала;

$$\bar{c} = \frac{1}{A_2} (\bar{R} \cdot \bar{\delta}_0 \cdot \bar{E}_0 + \bar{R}_0 \cdot \bar{\delta});$$

$$A_2 = \bar{R} \cdot \bar{\delta}_0 \cdot \bar{E}_0 + \bar{R}_0 \cdot \bar{\delta} + \bar{R} \cdot \bar{R}_0 \cdot a_2;$$

$$a_2 = 1 + \frac{1}{a_0};$$

$$a_0 = \frac{1,2854\lambda_M}{\sqrt{R_2\delta_2}};$$

λ_M - половина длины муфты.

При получении расчетных формул принято, что муфта изготовлена из металла со свойствами металла трубы, и модуль упругости металла трубы E_2 равен модулю упругости металла муфты E_1 .

Для вычисления безразмерного параметра влияния кольцевого напряжения в стенке муфты на участке с наибольшей коррозией получено выражение в виде

$$\bar{\sigma}_{1K} = \frac{1}{A_1} (\bar{R}_{K0} \cdot \bar{R}_K^2 \cdot a_1). \quad (4)$$

Безразмерный параметр влияния на напряжения изгиба в стенке трубопровода в сечениях по краям муфты вычисляется по формуле

$$\bar{\sigma}_{3И} = \frac{1}{A_2} [1,8157(\bar{R} \cdot \bar{\delta}_0 \cdot \bar{E}_0 + \bar{R}_0 \cdot \bar{\delta})] \quad (5)$$

Безразмерный параметр влияния на кольцевое напряжение в стенке трубопровода в сечениях по краям муфты вычисляется по формуле

$$\bar{\sigma}_{3К} = \frac{1}{A_4} (\bar{R} \cdot \bar{R}_0 \cdot a_1), \quad (6)$$

где $A_4 = \bar{R}_0 \cdot \bar{\delta} + \bar{R} \cdot \bar{R}_0 + \bar{R} \cdot \bar{\delta}_0 \cdot \bar{E}_0$.

Сечение трубопровода по краям муфты подвергается одновременному воздействию внутреннего давления и изгиба. В указанном сечении следует определить эквивалентное напряжение, которое по требованию [11] не должно превышать нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы R_2^H .

Наибольшее значение эквивалентного напряжения вычисляется по формуле

$$\sigma_{3Э} = \frac{pR_2}{\delta_2} \cdot \bar{\sigma}_{3Э},$$

где $\bar{\sigma}_{3Э} = (\bar{\sigma}_{3К}^2 + \bar{\sigma}_{3И}^2 + \bar{\sigma}_{3К} \cdot \bar{\sigma}_{3И})^{0,5}$. (7)

Проведен анализ прочности и безопасности трубопровода с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенки 10 мм при пределе текучести металла труб и муфты 350,0 МПа, рабочем давлении 5,0 МПа и различных значениях модуля упругости E_0 и толщины стенки δ_0 оболочки из композитного материала на основе полученных аналитических зависимостей.

Для принятых условий до установки муфты на участке без коррозии кольцевые напряжения в стенке труб $\sigma_{кц} = 177,5$ МПа, а на участке коррозии с остаточной толщиной стенки $\delta_K = 4$ мм и $\bar{\delta}_K = 0,4$ кольцевые напряжения 440,0 МПа.

На основе расчетов можно заключить, что установка муфты с композитным материалом существенно снижает уровень напряжений. При этом увеличения параметров модуля упругости $\bar{E}_0$ и толщины стенки $\bar{\delta}_0$ композитного материала приводят к снижению кольцевых напряжений в стенке трубопровода и муфты и к повышению напряжения изгиба в стенке трубопровода в сечениях по краям муфты.

Увеличение толщины стенки муфты δ_1 (параметра $\bar{\delta}$) связано существенным снижением кольцевых напряжений в стенке трубопровода и муфты. Однако при этом происходит также существенное повышение напряжений изгиба в стенке трубопровода в сечениях по краям муфты.

На основе расчетов установлено, что с уменьшением коррозии стенки трубы (увеличение параметра остаточной толщины стенки трубы $\bar{\delta}_K$) влияние изменения толщины стенки муфты на уровень напряжения в стенках трубопровода и муфты снижается. При значениях $\bar{E}_0 = 0,25$ и $\bar{\delta}_0 = 1,0$ установка муфты с толщиной стенки $\delta_1 \geq 0,8 \delta_2$ повышает уровень механических напряжений в стенке трубопровода и снижает безопасность сооружения. Изменение величины $\bar{\delta}_0$ в реальной области значений практически не влияет на уровни напряжений и безопасности. Применение композитного материала с модулем упругости выше $0,1 E_2$ ухудшает состояние прочности и безопасности.

Использование изложенных положений при выборе конструкции стальной муфты с композитным материалом позволит обеспе-

чить прочность и безопасность эксплуатации отремонтированного участка магистральных нефте- и газопроводов.

Выводы

В результате исследований получены аналитические зависимости механических напряжений в стенке отремонтированного участка трубопровода и в стенке муфты в условиях действия рабочего давления от гео-

метрических характеристик трубы, муфты и оболочки из композитного материала, а также от механических их свойств.

Выполнен анализ влияния указанных параметров на уровень напряжений.

Приведены некоторые рекомендации по выбору конструкции ремонтной муфты с целью обеспечения прочности трубопровода и безопасности эксплуатации 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. 271 с.
2. Абдрахманов Н.Х., Азметов Х.А., Павлова А.Д., Закирова З.А., Басырова А.Р. Современные методы и средства обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2017. № 6. С. 192-206. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p192-206_Abd-rakhmanovNKh_ru.pdf (дата обращения: 03.06.2021).
3. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. М.: Недра, 2001. 231 с.
4. РД 23.040.00-KTN-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», 2011. 66 с.
5. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра, 1998. 240 с.
6. РД 23.040.00-KTN-140-11. Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М.: АК «Транснефть», 2011. 183 с.
7. Павлова А.Д., Азметов Х.А., Абдрахманов Н.Х. Выбор способов ремонта труб магистральных нефтепроводов // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: матер. международ. науч. конф. / Отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. С. 65-67.
8. Притула В.В. Коррозионная ситуация на газонефтепроводах России и их промышленная безопасность // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 2 (48). С. 6-10.
9. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В., Самусева Е.А. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность труда в промышленности. 2010. № 7. С. 16-22.
10. РД 13020.00-KTN-148-11. Методическое

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-Biznestsentr Publ., 1998. 271 p. [in Russian].
2. Abdrakhmanov N.Kh., Azmetov Kh.A., Pavlova A.D., Zakirova Z.A., Basyrova A.R. Sovremennye metody i sredstva obespecheniya bezopasnoi ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov [Modern Methods and Means of Ensuring Safe Exploitation of Oil Trunk Pipelines]. *Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo»* - Online Edition «Oil and Gas Business», 2017, No. 6, pp. 192-206. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p192-206_Abd-rakhmanovNKh_ru.pdf (accessed 03.06.2021). [in Russian].
3. Kurochkin V.V., Malyushin N.A., Stepanov O.A., Moroz A.A. *Ekspluatatsionnaya dolgovechnost' nefteprovodov* [Operational Longevity of Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 2001. 231 p. [in Russian].
4. RD 23.040.00-KTN-090-07. *Klassifikatsiya defektov i metody remonta defektov i defektnykh seksii deistvuyushchikh magistral'nykh nefteprovodov* [RD 23.040.00-KTN-090-07. 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].
5. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defects of Oil Pipeline Tubes and Methods for Repair]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 240 p. [in Russian].
6. RD 23.040.00-KTN-140-11. *Metody remonta defektov i defektnykh seksii deistvuyushchikh magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov* [RD 23.040.00-KTN-140-11. Methods for Repairing Defects and Defective Sections of Existing Main Oil Pipelines and Oil Product Pipelines]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2011. 183 p. [in Russian].
7. Pavlova A.D., Azmetov Kh.A., Abdrakhmanov N.Kh. *Vybor sposobov remonta trub*

руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. М.: АК «Транснефть», 2011.

11. СП 36.13320.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2012. 78 с.

12. СП 20.13330.2001. Нагрузки и воздействия. М.: Минрегион, 2011. 79 с.

13. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2013. 51 с.

14. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», 2002. 54 с.

15. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 515 с.

16. Феодосьев В.И. Соппротивление материалов. М.: Наука, 2010. 544 с.

17. Павлова З.Х., Азметов Х.А., Абдрахманов Н.Х., Павлова А.Д. Оценка и обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 1. С. 132-139.

magistral'nykh nefteprovodov [Selection of Methods for Repairing Pipes of Main Oil Pipelines]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Naukoemkie tekhnologii v reshenii problem neftegazovogo kompleksa v god ekologii v Rossii»* [Materials of the International Scientific Conference «Science-Intensive Technologies in Solving the Problems of the Oil and Gas Complex in the Year of Ecology in Russia»]. Managing Ed. Prof. K.Sh. Yamaletdinova. Ufa, RITs BashGU Publ., 2017, pp. 65-67. [in Russian].

8. Pritula V.V. Korrozionnaya situatsiya na gazonefteprovodakh Rossii i ikh promyshlennaya bezopasnost' [Situation with Corrosion on the Russian Gas and Oil Pipelines and with Their Industrial Safety]. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika - Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2015, No. 2 (48), pp. 6-10. [in Russian].

9. Lisanov M.V., Savina A.V., Degtyarev D.V., Samuseva E.A. Analiz rossiiskikh i zarubezhnykh dannyykh po avariinosti na ob'ektakh truboprovodnogo transporta [Analysis of Russian and Foreign Data on Accidents at Pipeline Transport Facilities]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti - Occupational Safety in Industry*, 2010, No. 7, pp. 16-22. [in Russian].

10. RD 13020.00-KTN-148-11. Metodicheskoe rukovodstvo po otsenke stepeni riska avarii na magistral'nykh nefteprovodakh i nefteproduktprovodakh [RD 13020.00-KTN-148-11. Methodological Guidelines for Assessing the Risk of Accidents on Oil Trunk Pipelines and Oil Product Pipelines]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2011. [in Russian].

11. SP 36.13320.2012. Magistral'nye truboprovody [SP 36.13320.2012. Trunk Pipelines]. Moscow, Gosstroj Publ., 2012. 78 p. [in Russian].

12. SP 20.13330.2001. Nagruzki i vozdeistviya [SP 20.13330.2001. Loads and Actions]. Moscow, Minregion Publ., 2011. 79 p. [in Russian].

13. SP 86.13330.2012. Magistral'nye truboprovody [SP 86.13330.2012. Trunk Pipelines]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 51 p. [in Russian].

14. RD 153-39.4-113-01. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh nefteprovodov [RD 153-39.4-113-01. Technological Design Standards for Oil Trunk Pipelines]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2002. 54 p. [in Russian].

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

16. Feodos'ev V.I. Soprotivlenie materialov [Strength of Materials]. Moscow, Nauka Publ., 2010. 544 p. [in Russian].

17. Pavlova Z.Kh., Azmetov Kh.A., Abdрахманов N.Kh., Pavlova A.D. Otsenka i obespechenie bezopasnosti ekspluatatsii neftegazoprovodov v usloviyakh nestatsionarnosti tekhnologicheskikh parametrov [Assessment and Safety of Operation of Oil and Gas Pipelines in Non-Steady Conditions Of Technological Parameters]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*.

Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2018, Vol. 329, No. 1, pp. 132-139. [in Russian].

Авторы

• Павлова Зухра Хасановна, д-р техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Директор института цифровых систем, автоматизации и энергетики
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, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Director of Digital Systems, Automation and Energy Institute
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Pavlova Anastasia 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 Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: st@rusoil.net