DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-129-144
УДК 622.692.4:532.529.5

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

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКЦИИ И УСЛОВИЙ УСТАНОВКИ РЕМОНТНЫХ МУФТ НА ПРОЧНОСТЬ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

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

INFLUENCE OF COUPLING DESIGN AND CONDITIONS OF ITS INSTALLATION ON PIPELINE SECTION STRENGTH

Введение

В практике технической эксплуатации с целью обеспечения прочности участков трубопровода магистральных нефтегазопроводов с наружной коррозией широко используют ремонтные муфты. Установленная на корродированный участок трубопровода муфта воспринимает часть нагрузки от внутреннего давления, обеспечивая снижение этой нагрузки на уменьшенную из-за коррозии толщину стенки. Монтаж муфты может производиться с натяжением её стенки и при наличии внутреннего давления в трубопроводе. Тем самым достигается работоспособность корродированного участка трубопровода. Вместе с тем, установка муфты приводит к изменению напряженно-деформированного состояния прилегающих к муфте участков трубопровода с появлением локальных напряжений изгиба. При всем этом уровень механических напряжений в стенках корродированного участка трубопровода и муфты в процессе эксплуатации не должен превышать нормативные.

Background

During operation to ensure the strength of pipeline sections of trunk oil and gas pipelines with external corrosion, couplings are widely used. The coupling installed on the corroded part of the pipeline takes up part of the load of the internal pressure, ensuring that this load is reduced by the reduced wall thickness due to corrosion. Coupling installation can be fulfilled with the tension of its wall and in the presence of internal pressure in the pipeline. Thereby, the efficiency of the corroded pipeline section is achieved. At the same time, coupling installation leads to a change in the stress-strain state of the pipeline sections adjacent to the coupling with the appearance of local bending stresses. With all this, the level of mechanical stresses in the walls of the corroded section of the pipeline and coupling during operation should not exceed the normative.

С целью обеспечения прочности отремонтированного участка необходимо определить наибольшие напряжения в стенках трубопровода и муфты в зависимости от их геометрических характеристик и условий монтажа и провести проверку прочности в соответствии с требованиями СП 36.13330-2012.

Цели и задачи

Получить аналитические зависимости наибольших напряжений в стенке муфты и трубопровода, возникающих от действия внутреннего давления, в зависимости от их геометрических характеристик и условий монтажа муфты.

Методы

Теоретическое исследование напряженно-деформированного состояния корродированного участка трубопровода и ремонтной муфты при эксплуатации.

Результаты

Получены зависимости напряжений в стенке муфты и трубопроводе от их геометрических характеристик, условий монтажа муфты и внутреннего давления.

In order to ensure the strength of the repaired sector, it is necessary to determine the maximal stresses in the walls of pipeline and coupling depending on their geometrical characteristics and installation conditions and after that to conduct a strength test in accordance with the requirements of SP 36.13330-2012.

Aims and Objectives

To obtain analytical dependences of the maximal stresses in the wall of the coupling and the pipeline arising from the action of internal pressure, depending on their geometrical characteristics and installation conditions of the coupling.

Methods

Theoretical research of pipeline corroded section and repair coupling stress-strain state during operation.

Results

The dependences of the stresses in the coupling wall and pipeline on their geometric characteristics, coupling installation conditions and internal pressure are obtained.

Ключевые слова: трубопровод; коррозия стенок труб; внутреннее давление; муфта; геометрические характеристики труб и муфты; механические напряжения; прочность; условия монтажа муфты

Key words: pipeline; pipe wall corrosion; internal pressure; coupling; geometrical characteristics of pipes and coupling; mechanical stress; strength; coupling installation conditions

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов на отдельных участках по разным причинам происходит механическое разрушение изоляционного покрытия, которое приводит к наружной коррозии трубопровода. Наружная коррозия является одной из причин отказов трубопроводных систем нефтегазовой отрасли [1-4]. Необходимость обеспечения прочности и надёжности эксплуатации трубопроводов требует создание оперативных методов ремонта участков трубопроводов с наружной коррозией при полном восстановлении несущей способности дефектного участка.

During trunk pipelines operation in peculiar sections for various reasons, isolation coating mechanical destruction occurs, which leads to pipeline external corrosion. External corrosion is one of the causes of failures of pipeline systems of oil and gas industry [1-4]. The need to ensure the strength and reliability of pipeline operation requires the creation of operational methods for repairing pipeline sections with external corrosion with full restoration of the carrying capacity of the defective section.

Ремонт участков трубопровода магистральных трубопроводов, подверженных наружной коррозии, производится различными методами.

Одним из распространенных и оперативных методов является ремонт с применением муфт [4-6]. Для ремонта трубопроводов в зависимости от размеров и места повреждения, геометрических характеристик труб используются муфты различных конструкций.

При монтаже муфт с целью достижения использования в полной мере несущей способности муфты должно обеспечиваться плотное прилегание стенки муфты к наружной поверхности трубопровода. Возможна установка муфты с натяжением и созданием растягивающих, остаточных после монтажа кольцевых напряжений в её стенке. Такой способ монтажа муфты создаёт наружное давление со стороны муфты на трубопровод. Это давление направлено строго противоположно внутреннему давлению. В зависимости от реальных условий, при монтаже муфты в полости трубопровода может быть давление или это давление может быть равно нулю.

В соответствии с общими требованиями обеспечения надежности трубопроводных систем нефтегазовой отрасли, а также с требованиями действующих нормативных документов, уровень механических напряжений при эксплуатации в стенках трубопровода и муфты не должен превышать нормативные [7].

Кроме того, с целью повышения ресурса и безопасности сооружения следует принимать такие геометрические характеристики муфты и способы ее монтажа, при которых в условиях заданных эксплуатационных нагрузок достигается возникновение минимальных напряжений в стенке трубопровода и муфты [3].

С целью решения указанных задач обеспечения надежности эксплуатации отремонтированных с применением муфт участков трубопроводов необходимо получить аналитические зависимости механических напряжений в стенке трубопровода и муфты от условий их монтажа, параметров корро-

Repair of pipeline sections of trunk pipelines with external corrosion is performed by various methods.

One of the most common and operational methods is repair using couplings [4-6]. Depending on the size and location of damage, the geometric characteristics of the pipes, couplings of various designs are used.

When installing the couplings in order to achieve the full the carrying capacity of the coupling, the tight fit of the coupling wall to the outer surface of the pipeline must be ensured. It is possible to install a coupling with tension and the creation of tensile, residual annular stresses after installation in its wall. This way of coupling mounting creates external pressure from the side of the coupling to the pipeline. This pressure is directed strictly opposite to internal pressure. Depending on the actual conditions, during coupling installation in the pipeline cavity there may be pressure or this pressure may be zero.

In accordance with the general requirements of ensuring safe operation of pipeline systems of the oil and gas industry, as well as with the requirements of the current regulatory documents, the level of mechanical stresses during operation in the walls of the pipeline and coupling should not exceed the normative [7].

In addition, in order to increase the resource and safety of the structure, it is necessary to adopt such geometrical characteristics of the coupling and methods of its installation, under which while operating, the occurrence of minimum stresses in the wall of the pipeline and the coupling is achieved [3].

In order to solve the above problems of the reliable operation ensuring of pipeline sections repaired by using couplings, it is necessary to obtain analytical dependencies of mechanical stresses in the pipe wall and coupling on the

зии, геометрических характеристик и механических свойств материалов труб и муфты.

В работах [8-14] изложены результаты исследований напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с муфтой в условиях действия внутреннего давления. Однако в указанных работах не определены механические напряжения в стенке трубопровода в сечениях по концам муфты. В этих сечениях из-за резкого изменения толщины стенки, несущей нагрузку от действия внутреннего давления, происходит локальное изменение радиального перемещения стенки трубопровода. При этом изменение толщин стенок происходит от толщины стенки трубопровода за пределами муфты до суммарных толщин стенки трубопровода и муфты. Такое изменение толщин приводит к местному изгибу стенки трубопровода с возникновением напряжения изгиба.

Для решения задачи использованы теория тонких оболочек, изложенная в [15], и рекомендации [16-21]. В результате решения задачи по определению в стенке трубопровода и муфты наибольших кольцевых напряжений, напряжений изгиба и эквивалентных напряжений получены расчетные формулы, которые могут быть приведены к следующему общему виду:

$$\sigma_i = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_i, \quad (1)$$

где σ_i - наибольшее напряжение (кольцевое, изгиба, эквивалентное);

$\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевое напряжение от действия внутреннего давления p в трубопроводе с толщиной стенки δ и радиусом срединной поверхности стенки трубы R и определяемое по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pR}{\delta}, \quad (2)$$

$\bar{\sigma}_i$ - безразмерный параметр наибольшего напряжения σ_i ;

i - символ варианта условий монтажа и вида напряжения.

conditions of their installation, corrosion parameters, geometric characteristics and mechanical properties of pipe and coupling materials.

In the works [8-14] the results of studies of the stress-strain state of a pipeline section with a coupling under the conditions of internal pressure are presented. However, in these works, the mechanical stresses in the pipeline wall in sections along the ends of the coupling are not determined. In these sections, due to an abrupt change in the wall thickness that carries the load from the action of internal pressure, there is a local change in the radial movement of the pipe wall. The change in wall thickness occurs from the wall thickness of the pipeline outside the coupling to the total wall thickness of the pipeline and coupling. Such a change in thickness leads to local bending of the pipe wall with the occurrence of bending stress.

To solve the problem, the theory of thin shells, described in [15], and recommendations [16-21] were used. As a result of solving the problem of determining the maximal circumferential stress, bending stresses and equivalent stresses in the wall of the pipeline and the coupling, calculation formulas are obtained that can be reduced to the following general form:

where σ_i is the maximal stress (circumferential, bending, equivalent);

$\sigma_{\text{кц}}$ is the annular stress from the action of internal pressure p in a pipeline with a wall thickness δ and the radius of the middle surface of the pipe wall R and is determined by the formula

$\bar{\sigma}_i$ is the dimensionless parameter of the maximal stress σ_i ;

i is the symbol of the variant of installation conditions and type of voltage.

Эквивалентное напряжение определяется в сечениях, где одновременно действуют кольцевое и напряжения изгиба.

Для следующих вариантов условий монтажа муфт получены расчетные формулы по определению параметров кольцевых, эквивалентных напряжений и напряжений изгиба $\bar{\sigma}_i$:

1. Монтаж без приложения усилия натяжения P_0 к стенке муфты и при отсутствии давления p_1 в полости трубопровода;

2. Усилия натяжения $P_0 = 0$ при давлении $p_1 \leq p$ и $p_1 \neq 0$;

3. Наличие усилия P_0 при $p_1 = 0$.

Принято, что металл труб и муфты имеют одинаковые механические свойства. Анализ полученных формул для вычисления $\bar{\sigma}_i$ показал, что значение этого параметра и в соответствии с выражением (1) значение наибольших кольцевых напряжений, напряжений изгиба и эквивалентных напряжений существенно зависят от давлений p и p_1 , усилия P_0 , геометрических характеристик трубопровода и муфты.

На рисунках 1-3 приведены графические зависимости $\bar{\sigma}_i$ от исходных данных по геометрическим характеристикам трубопровода и муфты, а также по условиям монтажа муфты. На этих рисунках обозначены:

$\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_2$ - параметры кольцевых напряжений соответственно в стенке муфты и трубопровода на участке с наружной коррозией;

$\bar{\sigma}_{и3}, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{э3}$ - параметры напряжений изгиба, кольцевых напряжений и эквивалентных напряжений в стенке трубопровода в сечениях по концам муфты;

$$\bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta} (\delta_1 - \text{толщина стенки муфты});$$

$\bar{\delta}_к = \frac{\delta_к}{\delta}$ ($\delta_к$ - минимальная толщина стенки трубопровода на участке наружной коррозии);

$$\bar{p}_1 = \frac{p_1}{p};$$

$\bar{q} = \frac{q}{p}$ ($q = \frac{P_0}{2bR_K}$; $2b$ - длина муфты; R_K - радиус срединной поверхности стенки

Equivalent stress is determined in sections where circumferential and bending stresses act simultaneously.

For the following variants for coupling installation, formulas determining the parameters of circumferential, equivalent stresses and bending stresses $\bar{\sigma}_i$ are obtained:

1. Installation without application of the tension force P_0 to the wall of the coupling and in the absence of pressure p_1 in the pipeline cavity;

2. Tension forces $P_0 = 0$ at pressure $p_1 \leq p$ and $p_1 \neq 0$;

3. The presence of force P_0 when $p_1 = 0$.

It is accepted that pipe and coupling metal have the same mechanical properties. Analysis of the formulas for calculating $\bar{\sigma}_i$ showed that the value of this parameter and in accordance with expression (1) the value of the maximal circumferential stresses, bending stresses and equivalent stresses significantly depend on the pressure p and p_1 , the force P_0 , the geometric characteristics of the pipeline and the coupling.

Figures 1-3 show the graphical dependences of $\bar{\sigma}_i$ on the initial data on the geometrical characteristics of the pipeline and the coupling, as well as on the installation conditions of the coupling. In these figures there given the following:

$\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_2$ - parameters of circumferential stresses, respectively, in the wall of the coupling and the pipeline in the area with external corrosion;

$\bar{\sigma}_{и3}, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{э3}$ - parameters of bending stresses, circumferential stresses and equivalent stresses in the pipe wall in sections at the ends of the coupling;

$\bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta}$ (δ_1 is the wall thickness of the coupling);

$\bar{\delta}_к = \frac{\delta_к}{\delta}$ ($\delta_к$ - the minimal wall thickness of the pipeline in the area of external corrosion);

$$\bar{p}_1 = \frac{p_1}{p};$$

$\bar{q} = \frac{q}{p}$ ($q = \frac{P_0}{2bR_K}$; $2b$ is the length of the

трубопровода на участке с наружной коррозией).

На рисунке 1 приведены зависимости параметров наибольших напряжений от толщин стенок трубопровода и муфты при $\bar{p}_1 = 0$, $\bar{q} = 0$, $\bar{R} = 1,0165$, $\bar{R}_k = 0,9973$ и $\bar{\delta}_k = 0,75$.

coupling; R_k is the radius of the middle surface of the pipeline wall in the area with external corrosion).

Figure 1 shows the dependences of the parameters of the maximal stresses on the wall thickness of the pipeline and coupling at $\bar{p}_1 = 0$, $\bar{q} = 0$, $\bar{R} = 1,0165$, $\bar{R}_k = 0,9973$ and $\bar{\delta}_k = 0,75$.

1 – $\bar{\sigma}_1$; 2 – $\bar{\sigma}_2$; 3 – $\bar{\sigma}_{и3}$; 4 – $\bar{\sigma}_{к3}$; 5 – $\bar{\sigma}_{э3}$

Рисунок 1. Графические зависимости параметров наибольших напряжений $\bar{\sigma}_i$ от $\bar{\delta}$

Figure 1. Graphic dependences of the parameters of the greatest stresses $\bar{\sigma}_i$ on $\bar{\delta}$

Параметры наибольших напряжений определены по следующим формулам:

The parameters of the maximal stresses are determined by the following formulas:

$$\bar{\sigma}_1 = \frac{\bar{R}_K^2}{A}; \quad (3)$$

$$\bar{\sigma}_2 = \frac{\bar{R}\bar{R}_K}{A}; \quad (4)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{иЗ}} = 1,8157c; \quad (5)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{кЗ}} = 1 - 0,4553c; \quad (6)$$

$$\bar{\sigma}_{33} = (1 + 0,9049c + 2,6779c^2)^{0,5}, \quad (7)$$

где $A = \bar{R}_K\bar{\delta} + \bar{R}\bar{\delta}_K$, $\bar{R}_K = \frac{R_K}{R}$, $\bar{R} = \frac{R_1}{R}$,

$$R_1 = R + 0,5(\delta_1 + \delta),$$

$$R_K = R - 0,5(\delta - \delta_K),$$

R_1, R_K - соответственно радиусы срединной поверхности стенки муфты и трубопровода в сечении с наибольшей коррозией;

c - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от геометрических характеристик трубопровода и муфты. Для вычисления параметра c получена расчетная формула вида

where $A = \bar{R}_K\bar{\delta} + \bar{R}\bar{\delta}_K$, $\bar{R}_K = \frac{R_K}{R}$, $\bar{R} = \frac{R_1}{R}$,

$$R_1 = R + 0,5(\delta_1 + \delta),$$

$$R_K = R - 0,5(\delta - \delta_K),$$

R_1, R_K - respectively, the radii of the middle surface of the wall of the coupling and the pipeline in cross section with the maximal corrosion;

c is a dimensionless parameter depending on the geometric characteristics of the pipeline and coupling. To calculate the parameter c , a calculation formula was obtained

$$c = \frac{\bar{\delta}}{\bar{\delta} + \bar{R} \left(1 + \frac{1}{b_0}\right)}, \quad (8)$$

где $b_0 = \frac{1,2854b}{(R\delta)^{0,5}}$.

Как видно из рисунка 1, увеличение $\bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta}$ приводит к снижению параметров $\bar{\sigma}_1$, $\bar{\sigma}_2$ и $\bar{\sigma}_{\text{кЗ}}$ и повышению $\bar{\sigma}_{\text{иЗ}}$ и $\bar{\sigma}_{33}$. В соответствии с (1) изменяются напряжения σ_i .

Расчеты показали, что для анализируемого варианта при $\delta_1 > 0,7\delta$ уровень максимальных напряжений на отремонтированном участке трубопровода превышает уровень напряжений на участке коррозии до ремонта в условиях действия рабочего давления.

Установка муфты указанной конструкции снижает прочность и надежность трубопровода. Эту особенность необходимо учесть при выборе толщины стенки муфты, используемой для ремонта трубопровода.

where $b_0 = \frac{1,2854b}{(R\delta)^{0,5}}$.

Figure 1 shows that an increase in $\bar{\delta} = \frac{\delta_1}{\delta}$ leads to a decrease in the parameters $\bar{\sigma}_1$, $\bar{\sigma}_2$ and $\bar{\sigma}_{\text{кЗ}}$ and to an increase in $\bar{\sigma}_{\text{иЗ}}$ and $\bar{\sigma}_{33}$. In accordance with (1), the stresses σ_i change.

Calculations showed that for the analyzed variant, when $\delta_1 > 0,7\delta$, the level of maximal stresses on the repaired section of the pipeline exceeds the level of stresses on the corrosion section before repair under the operating pressure conditions.

Installing the coupling of the specified structure reduces pipeline strength and reliability. This feature must be taken into consideration when choosing the wall thickness of the coupling used to repair the pipeline.

На рисунке 2 приведены зависимости $\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_2, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{и3}$ и $\bar{\sigma}_{э3}$ от $\bar{p}_1$ при $\bar{q} = 0$, $\bar{\delta} = 1,0$ и $\bar{\delta}_к = 0,75$. Параметры $\bar{\sigma}_i$ определены по формулам:

$$\bar{\sigma}_1 = \frac{1}{A} \cdot (1 - \bar{p}_1) \bar{R}_к^2; \quad (9)$$

$$\bar{\sigma}_2 = (1 - p_1) \left(\frac{\bar{R}\bar{R}_к}{A} - \frac{1}{\bar{\delta}_к} \right) + \frac{1}{\bar{\delta}_к}; \quad (10)$$

$$\bar{\sigma}_{и3} = 1,8157(1 - \bar{p}_1)c; \quad (11)$$

$$\bar{\sigma}_{к3} = 1 - 0,4553c(1 - \bar{p}_1); \quad (12)$$

$$\bar{\sigma}_{э3} = (\bar{\sigma}_{и3}^2 + \bar{\sigma}_{к3}^2 + \bar{\sigma}_{и3} \cdot \bar{\sigma}_{к3})^{0,5}. \quad (13)$$

Figure 2 shows the dependences $\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_2, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{и3}$ and $\bar{\sigma}_{э3}$ on $\bar{p}_1$ for $\bar{q} = 0$, $\bar{\delta} = 1,0$ and $\bar{\delta}_к = 0,75$. The parameters $\bar{\sigma}_i$ are defined by the formulas:

Параметр c вычисляется по формуле (8).

The parameter c is calculated by the formula (8).

1 – $\bar{\sigma}_1$; 2 – $\bar{\sigma}_2$; 3 – $\bar{\sigma}_{и3}$; 4 – $\bar{\sigma}_{к3}$; 5 – $\bar{\sigma}_{э3}$

Рисунок 2. Графические зависимости параметров наибольших напряжений $\bar{\sigma}_i$ от $\bar{p}_1$

Figure 2. Graphic dependences of the parameters of the maximal stresses $\bar{\sigma}_i$ on $\bar{p}_1$

Анализ зависимостей на рисунке 2 показывает, что наличие давления в трубопроводе в процессе монтажа муфты приводит к снижению параметров $\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_{и3}, \bar{\sigma}_{э3}$ и повышению $\bar{\sigma}_2$ и $\bar{\sigma}_{к3}$. Наименьшее значение максимальных напряжений для принятых на данном рисунке исходных данных достигается при $\bar{p}_1 = 0,75$, т.е. когда муфта монтируется при давлении 0,75 от рабочего давления в трубопроводе. В то же время, как показали расчеты, при $\bar{\sigma}_к = 0,5$ и $\bar{\delta} = 1,00$ наименьшее значение параметра наибольших напряжений достигается при $\bar{p}_1 = 0,4$. В связи с этим при выборе геометрических характеристик муфт с целью обеспечения минимального уровня напряжений следует учитывать величину давления в полости трубопровода в процессе ремонтных работ.

На рисунке 3 приведены зависимости параметров наибольших напряжений от усилия натяжения муфты при монтаже.

Параметры наибольших напряжений вычислены по следующим формулам:

$$\bar{\sigma}_1 = \frac{\bar{q} \cdot \bar{R}_к}{\bar{\delta}} + \frac{\bar{R}_к^2}{A}, \quad (14)$$

$$\bar{\sigma}_2 = \frac{\bar{R} \bar{R}_к}{A} - \frac{\bar{q} \bar{R}_к}{\bar{\delta}_к}, \quad (15)$$

$$\bar{\sigma}_{и3} = 1,8157c; \quad (16)$$

$$\bar{\sigma}_{к3} = \frac{\bar{R}(1+b_0)}{\bar{\delta}b_0 + \bar{R}(1+b_0)} - \frac{\bar{q}}{2} + 0,5447c. \quad (17)$$

Параметр $\bar{\sigma}_{э3}$ вычисляется по формуле (13), а параметр C - по (8).

Приведенные на рисунке 3 данные показывают, что увеличение $\bar{q}$ приводит к снижению $\bar{\sigma}_2, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{э3}$ и повышению $\bar{\sigma}_1$. На значения $\bar{\sigma}_{и3}$ параметр $\bar{q}$ не влияет. С учетом того, что определяющим прочность и надёжность сооружения являются максимальные напряжения в несущих элементах и наличие параметра $\bar{q}$ снижает максимальные напряжения, монтаж муфты рекомендуется производить с натяжением его стенки, обеспечивая остаточное растягивающее после монтажных работ напряжение в стенке муфты.

The analysis of dependences in Figure 2 shows that the presence of pressure in the pipeline during installation of the coupling leads to a decrease in the parameters $\bar{\sigma}_1, \bar{\sigma}_{и3}, \bar{\sigma}_{э3}$ and an increase in $\bar{\sigma}_2$ and $\bar{\sigma}_{к3}$. The minimal value of the maximal stresses for the initial data taken in this figure is achieved when $\bar{p}_1 = 0,75$, i.e. when the coupling is mounted at a pressure of 0,75 from the working pressure in the pipeline. At the same time, as the calculations showed, at $\bar{\sigma}_к = 0,5$ and $\bar{\delta} = 1,00$, the minimal value of the parameter of the maximal stresses is reached at $\bar{p}_1 = 0,4$. In this regard, when choosing the geometrical characteristics of the couplings in order to ensure the minimal level of stresses, one should take into account the value of pressure in the pipeline cavity during repair work.

Figure 3 shows the dependences of the parameters of the maximal stresses on the tension force of the coupling during installation.

The parameters of the maximal stresses are calculated by the following formulas:

The parameter $\bar{\sigma}_{э3}$ is calculated by the formula (13), and the parameter c - by (8).

The data presented in Figure 3 show that increasing $\bar{q}$ leads to a decrease in $\bar{\sigma}_2, \bar{\sigma}_{к3}, \bar{\sigma}_{э3}$ and an increase in $\bar{\sigma}_1$. The parameter $\bar{q}$ does not affect the values of $\bar{\sigma}_{и3}$. Taking into account the fact that the strength and reliability of the structure are determined by the maximal stresses in the bearing elements and the presence of the parameter $\bar{q}$ reduces the maximal stresses, it is recommended to install the coupling with the tension of its wall, ensuring the residual tension in the coupling wall after the installation work.

Рисунок 3. Графические зависимости параметров наибольших напряжений $\bar{\sigma}_i$ от $\bar{q}$

Figure 3. Graphic dependences of the parameters of the maximal stresses $\bar{\sigma}_i$ on $\bar{q}$

Используя аналитические зависимости (1), (3)-(17) и формулу (2) по определению кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ в стенке труб, получим размерные величины наибольших кольцевых напряжений σ_1 в стенке муфты и в стенке трубопровода σ_2 , а также наибольшие напряжения изгиба $\sigma_{из}$, кольцевые напряжения $\sigma_{к3}$ и эквивалентные напряжения $\sigma_{э3}$ в стенке трубопровода в сечениях по концам муфты.

В качестве примера рассмотрим нефтепровод с наружным диаметром $D_H = 1020$ мм и толщиной стенки труб $\delta = 11$ мм.

Металл трубы имеет предел текучести 420 МПа. Рабочее давление 5,5 МПа. Радиус срединной поверхности стенки трубы равен $R = 0,5(D_H - \delta) = 504,5$ мм.

Using the analytical dependencies (1), (3)-(17) and formula (2) to determine the circumferential stresses $\sigma_{кц}$ in the pipe wall, we obtain the dimensional values of the maximal circumferential stresses σ_1 in the coupling wall and in the pipe wall σ_2 , as well as the maximal bending stresses $\sigma_{из}$, circumferential stresses $\sigma_{к3}$ and equivalent stresses $\sigma_{э3}$ in the pipe wall in sections at the ends of the coupling.

As an example, let's consider an oil pipeline with an outer diameter of $D_H = 1020$ mm and a pipe wall thickness $\delta = 11$ mm.

Pipe metal has a yield strength of 420 MPa. Operating pressure 5,5 MPa. The radius of the middle surface of the pipe wall is $R = 0,5(D_H - \delta) = 504,5$ mm.

Кольцевые напряжения будут $\sigma_{кц} = 252,3$ МПа.

В соответствии с требованиями [7] расчетное сопротивление по пределу текучести металла трубы $R_2 = 328,7$ МПа.

Для варианта условия монтажа муфты $p_0 = 0$ и $p_1 = 0$ при $\delta_k = 0,75 \delta$, $\delta_1 = 0,5 \delta$ имеем кольцевые напряжения $\sigma_1 = 190,0$ МПа, $\sigma_2 = 202,8$ МПа, $\sigma_{кз} = 240,9$ МПа, напряжения изгиба $\sigma_{из} = 146,1$ МПа и эквивалентные напряжения $\sigma_{эз} = 315,2$ МПа. Без монтажа муфты напряжение в стенке корродированного участка $\sigma_2 = 334,4$ МПа и не соответствует требованиям [7].

Для варианта условия монтажа муфты $p = 0$ при $\bar{p}_1 = 0,5p$, $\delta_1 = \delta$, $\delta_k = 0,75\delta$ имеем $\sigma_1 = 71,1$ МПа, $\sigma_2 = 241,1$ МПа, $\sigma_{кз} = 224,6$ МПа, $\sigma_{из} = 224,6$ МПа, $\sigma_{эз} = 295,7$ МПа.

Для варианта условия монтажа муфты $p_1 = 0$ с натяжением стенки муфты и созданием тем самым наружного давления со стороны муфты на трубопровод $q = 0,35p$ при $\delta_1 = \delta$, $\delta_k = 0,75\delta$ имеем $\sigma_1 = 231,9$ МПа, $\sigma_2 = 28,4$ МПа, $\sigma_{кз} = 152,7$ МПа, $\sigma_{из} = 221,0$ МПа, $\sigma_{эз} = 325,4$ МПа.

Полученные значения напряжений позволяют провести проверку на прочность отремонтированного участка трубопровода в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

В результате расчётов получим множество значений (для различных δ , p_1 , q) наибольших напряжений σ_1 , σ_2 , $\sigma_{кз}$, $\sigma_{из}$, $\sigma_{эз}$. Рациональным будет тот вариант, при котором наибольшие значения напряжений имеют наименьшую величину и соблюдены требования [7].

Таким образом, рассмотрена задача обеспечения прочности корродированных участков трубопроводов, отремонтированных с применением муфты.

Circumferential stresses will be $\sigma_{кц} = 252,3$ МПа.

In accordance with the requirements of [7], the design resistance for the yield strength of the metal of the pipe is $R_2 = 328,7$ МПа.

For the variant of the coupling installation condition $p_0 = 0$ and $p_1 = 0$ at $\delta_k = 0,75 \delta$, $\delta_1 = 0,5 \delta$, we have circumferential stresses $\sigma_1 = 190,0$ МПа, $\sigma_2 = 202,8$ МПа, $\sigma_{кз} = 240,9$ МПа, bending stresses $\sigma_{из} = 146,1$ МПа and equivalent stresses $\sigma_{эз} = 315,2$ МПа. Without mounting the coupling, the voltage in the wall of the corroded area is $\sigma_2 = 334,4$ МПа and does not meet the requirements of [7].

For the variant of the coupling installation condition $p = 0$ with $\bar{p}_1 = 0,5p$, $\delta_1 = \delta$, $\delta_k = 0,75\delta$, we have $\sigma_1 = 71,1$ МПа, $\sigma_2 = 241,1$ МПа, $\sigma_{кз} = 224,6$ МПа, $\sigma_{из} = 224,6$ МПа, $\sigma_{эз} = 295,7$ МПа.

For the variant of installation of the coupling $p_1 = 0$ with tension of the coupling wall and thereby creating external pressure from the coupling to the pipeline $q = 0,35p$ with $\delta_1 = \delta$, $\delta_k = 0,75\delta$, we have $\sigma_1 = 231,9$ МПа, $\sigma_2 = 28,4$ МПа, $\sigma_{кз} = 152,7$ МПа, $\sigma_{из} = 221,0$ МПа, $\sigma_{эз} = 325,4$ МПа.

The obtained stress values allow to test the strength of the repaired pipeline section in accordance with the requirements of current regulatory documents.

As a result of the calculations, we obtain the set of values (for various δ , p_1 , q) of the maximal stresses σ_1 , σ_2 , $\sigma_{кз}$, $\sigma_{из}$, $\sigma_{эз}$. The efficient variant will be the variant in which the maximal stress values have the minimal value and the requirements are met [7].

Thus, the task of ensuring the strength of corroded sections of pipelines repaired using a coupling has been considered.

Приведены рекомендации по выбору геометрических характеристик муфт и условий их монтажа, обеспечивающих снижение уровня механических напряжений в трубопроводе и, тем самым, создание условий надёжной эксплуатации магистральных нефтегазопроводов.

Выводы

Получены аналитические зависимости наибольших напряжений в стенке ремонтной муфты и трубопровода при действии внутреннего давления в зависимости от геометрических характеристик и условий монтажа муфты.

Ремонтные муфты существенно повышают прочность корродированного участка трубопровода при соответствующем выборе толщины стенки муфты в зависимости от толщины стенки трубопровода на корродированном и некорродированном участках. На прочность отремонтированного участка влияют также наличие давления в полости трубопровода в процессе монтажа муфты.

Полученные аналитические зависимости позволяют для конкретных условий определить геометрические характеристики муфты и условия её монтажа, обеспечивающие прочность и надёжность участка трубопровода магистрального трубопровода с наружной коррозией, отремонтированного с применением муфты.

Recommendations are given on the choice of the geometric characteristics of the couplings and the conditions of their installation, ensuring a reduction in the level of mechanical stresses in the pipeline and, thereby, the creation of conditions for the reliable operation of the main oil and gas pipelines.

Conclusion

Analytical dependences of the maximal stresses in the wall of the repair coupling and the pipeline under the action of internal pressure depending on the geometric characteristics and installation conditions of the coupling are obtained.

Repair coupling significantly increase the strength of the corroded section of the pipeline with an appropriate choice of the thickness of the coupling wall depending on the thickness of the pipeline wall on the corroded and non-corroded sections. The strength of the repaired area is also affected by the presence of pressure in the cavity of the pipeline during installation of the coupling.

The obtained analytical dependencies allow for specific conditions to determine the geometric characteristics of the coupling and its installation conditions, ensuring the strength and reliability of the pipeline section of trunk pipeline with external corrosion, repaired using the coupling.

Список литературы

1. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1998. 272 с.
2. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных трубопроводов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 525 с.
3. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 516 с.
4. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра, 1998. 240 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 Publ., 1998. 272 p. [in Russian].
2. Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshtein M.G., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Kapital'nyi remont podzemnykh truboprovodov* [Overhaul of Underground Pipelines]. Moscow, ООО «Nedra-Biznestsentr», 1999. 525 p. [in Russian].
3. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoi ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource Safe Operation of Vessels and Pipelines]. Novosibirsk: Nauka Publ., 2005. 516 p. [in Russian].

5. РД 23.040.00-KTN-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов / ОАО АК «Транснефть» и ОАО «ВНИИСТ». М., 2011. 66 с.
6. РД 23.040.00-KTN-140-11. Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов / ОАО «АК «Транснефть». М., 2011. 183 с.
7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Минстрой России, 2013. 99 с.
8. Бирилло И.Н., Александров Ю.В., Попков А.С. Расчетная оценка напряженно-деформированного состояния системы «труба - муфта» // Наука в нефтяной и газовой промышленности. 2010. № 4. С. 2-6.
9. Федоров А.Г. Расчетно-экспериментальная оценка работоспособности стальных обжимных муфт для ремонта трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 2. С. 44-47.
10. Александров Ю.В., Шарыгин А.М., Попков А.С. Опыт-расчетная апробация ремонта магистральных газопроводов сварными муфтами // Газовая промышленность. 2009. № 12. С. 44-47.
11. Александров Ю.В., Шарыгин А.М., Попков А.С. Анализ силового взаимодействия стальных муфтовых конструкций с ремонтируемым участком трубопровода // Газовая промышленность. 2010. № 12. С. 54-57.
12. Шарыгин В.М., Максютин И.В., Яковлев А.Я., Алеников С.Г. Усиливающий эффект композиционных муфт, применяемых для ремонта газопроводов // НТС. Транспорт и подземное хранение газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. № 4. С. 10-18.
13. Шарыгин Ю.М., Шарыгин А.М., Романцов С.В. Повышение прочности дефектных труб, усиленных композитными муфтами с болтовым соединением // НТС. Транспорт и подземное хранение газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. № 3. С. 29-35.
14. Якубовская С.В., Платонов А.Н., Гольцев В.С. Математическая модель напряженно-деформированного состояния восстановленного участка магистрального трубопровода по муфтовой технологии // Изв. вузов. Нефть и газ. Тюмень: Тюменский индустриальный университет. 2002. № 4. С. 60-65.
15. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. М.: Наука, 1970. 544 с.
16. 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.
17. Павлова З.Х., Азметов Х.А., Павлова А.Д. Обеспечение безопасности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в условиях изменения режима перекачки продукта // Управление
4. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defect of Oil Pipelines and Methods of Their Repair]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 240 p. [in Russian].
5. 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 for Repairing Defects and Defective Sections of Existing Main Oil Pipelines]. Moscow, 2011. 66 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 of Repairing Defects and Defective Sections of Existing Main Oil Pipelines and Oil Pipelines]. Moscow, 2011. 183 p. [in Russian].
7. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012 (Update Edition of SNiP 2.05.06-85*). Trunk Pipelines]. Moscow, Minstroy Rossii, 2013. 99 p. [in Russian].
8. Birillo I.N., Aleksandrov Yu.V., Popkov A.S. *Raschetnaya otsenka napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya sistemy «truba - mufta»* [Estimated Assessment of the Stress-Strain State of the System «Pipe - Coupling»]. *Nauka v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti - Science in Oil and Gas Industry*, 2010, No. 4, pp. 2-6. [in Russian].
9. Fedorov A.G. *Raschetno-eksperimental'naya otsenka rabotosposobnosti stal'nykh obzhimnykh muft dlya remonta truboprovodov* [The Calculation and Experimental Evaluation of Working Capacity for Crimp Steel Couplings for the Pipelines Repair]. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika - pipeline transportation theory and practice*, 2015, No. 2, pp. 44-47. [in Russian].
10. Aleksandrov Yu.V., Sharygin A.M., Popkov A.S. *Opytno-raschetnaya aprobatsiya remonta magistral'nykh gazoprovodov svarnymi muftami* [Experimental and Calculated Approval of Repair of Gas Pipelines by Welded Sleeves]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 2009, No. 12, pp. 44-47. [in Russian].
11. Aleksandrov Yu.V., Sharygin A.M., Popkov A.S. *Analiz silovogo vzaimodeistviya stal'nykh muftovykh konstruktov s remontiruемым uchastkom truboprovoda* [Analysis of the Force Interaction of Steel Coupling Structures with the Repaired Pipeline Section]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 2010, No. 12, pp. 54-57. [in Russian].
12. Sharygin V.M., Maksyutin I.V., Yakovlev A.Ya., Alennikov S.G. *Usilivayushchii effekt kompozitsionnykh muft, primenyaemykh dlya remonta gazoprovodov* [The Reinforcing Effect of Composite Couplings Used for the Repair of Gas Pipelines]. *NTS. Transport i podzemnoe khraneniye gaza - STS. Gas Transport and Underground Storage*. Moscow, ООО «ИРЦ Газпром», 2002, No. 4, pp. 10-18. [in Russian].
13. Sharygin Yu.M., Sharygin A.M., Romantsov S.V. *Povysheniye prochnosti defektnykh*

ние инновационным развитием Арктической зоны Российской Федерации: сб. избр. тр. по матер. Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием 14-16 сентября 2017 г., г. Северодвинск. Архангельск: КИРА, 2017. С. 385-389.

18. Павлова З.Х., Павлова А.Д. Исследование влияния изменения режима перекачки на напряженно-деформированное состояние труб магистрального нефтепровода и разработка технологических решений по обеспечению его безопасности эксплуатации // Вестник АИНГ (Атырауский институт нефти и газа). 2016. № 3 (39). С. 73-82.

19. Азметов Х.А., Павлова З.Х., Андреев К.В., Ахадов Э.А., Максименко А.А. Анализ обеспечения безопасности трубопроводных систем на участках с соединительными деталями // Территория «Нефтегаз». 2016. № 4. С. 116-119.

20. Павлова З.Х., Азметов Х.Х., Азметов Х.А. Оценка напряженного состояния трубопроводов в условиях изменения режима перекачки аналитическими исследованиями и численным расчетом с применением метода конечных элементов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 2 (100). С. 142-148.

21. 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. Междунар. науч. конф. (г. Уфа, 28-29 ноября 2017 г.). Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. С. 65-67.

trub, usilennykh kompozitnymi muftami s boltovym soedineniem [The Reinforcing Effect of Composite Couplings Used for the Repair of Gas Pipelines]. *NTS. Transport i podzemnoe khranenie gaza - STS. Gas Transport and Underground Storage*. Moscow, ООО «IRTs Gazprom», 2002, No. 3, pp. 29-35. [in Russian].

14. Yakubovskaya S.V., Platonov A.N., Gol'tsev V.S. Matematicheskaya model' napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya vosstanovlennogo uchastka magistral'nogo truboprovoda po muftovoi tekhnologii [A mathematical model of the stress-strain state of the restored section of the trunk pipeline using coupling technology]. *Izv. vuzov. Neft' i gaz. Tyumen': Tyumenskii industrial'nyi universitet - Izv. universitets. Oil and Gas. Tyumen: Tyumen Industrial University*. 2002, No. 4, pp. 60-65. [in Russian].

15. Feodos'ev V.I. *Soprotivlenie materialov* [Strength of Materials]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 544 p. [in Russian].

16. Pavlova Z.Kh., Azmetov Kh.A., Abdrakhmanov 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 the unsteady technological parameters]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Georesource Engineering*, 2018, Vol. 329, No. 1, pp. 132-139. [in Russian].

17. Pavlova Z.Kh., Azmetov Kh.A., Pavlova A.D. Obespechenie bezopasnosti ekspluatatsii truboprovodov neftegazovoi otrasli v usloviyakh izmeneniya rezhima perekachki produkta [Pipeline Safe Operation Ensuring in the Oil and Gas Industry under the Product Transfer Mode Changing Conditions]. *Upravlenie innovatsionnym razvitiem Arkticheskoi zony Rossiiskoi Federatsii: sbornik izbrannykh trudov po materialam Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem 14-16 sentyabrya 2017 g., g. Severodvinsk*. [Managing Innovative Development of the Arctic Zone of the Russian Federation: a collection of selected papers based on materials from the All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation September 14-16, 2017, Severodvinsk]. Arkhangel'sk, KIRA Publ., 2017, pp. 385-389. [in Russian].

18. Pavlova Z.Kh., Pavlova A.D. Issledovanie vliyaniya izmeneniya rezhima perekachki na napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie trub magistral'nogo nefteprovoda i razrabotka tekhnologicheskikh reshenii po obespecheniyu ego bezopasnosti ekspluatatsii [Study of Pumping Mode Changing Effect on the Stress-Strain State of Pipes of the Main Oil Pipeline and the Technological Solutions Development to Ensure its Operational Safety]. *Vestnik AING (Atyrauskii institut nefti i gaza) - Vestnik AING (Atyrau Institute of Oil and Gas)*, 2016, No. 3 (39), pp. 73-82. [in Russian].

19. Azmetov Kh.A., Pavlova Z.Kh., Andreev K.V., Akhadov E.A., Maksimenko A.A. Analiz

obespecheniya bezopasnosti truboprovodnykh sistem na uchastkakh s soedinitel'nymi detalyami [Safety Analysis of Pipeline Systems on Connecting Details Sectors]. *Territoriya «Neftegaz» - Neftegaz Territory*, 2016, No. 4, pp. 116-119. [in Russian].

20. Pavlova Z.Kh., Azmetov Kh.Kh., Azmetov Kh.A. Otsenka napryazhennogo sostoyaniya truboprovodov v usloviyakh izmeneniya rezhima perekachki analiticheskimi issledovaniyami i chislennym raschetom s primeneniem metoda konechnykh elementov [Analysis of Dependence between Environmental Vulnerability to Accidental Oil Pollution and Characteristics of Optimal Layout of Block Valve Stations on Main Oil Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 2 (100), pp. 142-148. [in Russian].

21. Pavlova A.D., Azmetov Kh.A., Abdrakhmanov N.Kh. Vybore sposobov remonta trub magistral'nykh nefteprovodov [The Choice of Ways of Oil Pipelines Repair]. *Naukoemkie tekhnologii v reshenii problem neftegazovogo kompleksa v god ekologii v Rossii: materialy Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii (g. Ufa, 28-29 noyabrya 2017 g.)*. [High-Tech Technologies in Solving the Problems of the Oil and Gas Complex in the Year of Ecology in Russia: Materials of the International Scientific Conference (Ufa, November 28-29, 2017)]. Ufa, RITs BashGU, 2017, pp. 65-67. [in Russian].

Авторы

• Павлова Зухра Хасановна, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Декан факультета автоматизации
производственных процессов,
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Дудников Николай Юрьевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
Студент кафедры «Сооружение и ремонт
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: dnu97@mail.ru

The Authors

• Pavlova Zukhra Kh., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Dean of Automation of Industrial Facilities Faculty
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Dudnikov Nikolay Yu.
Ufa State Petroleum Technological University,
Student of Gas and Oil Pipelines and Storage
Facilities Construction and Repair Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: dnu97@mail.ru

• Павлова Анастасия Дмитриевна
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Промышленная безопасность
и охрана труда»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: pavlovaad7@mail.ru

• Pavlova Anastasia D.
Ufa State Petroleum Technological University,
Student of Industrial Safety and Labour Protection
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
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, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: azmetov1939@yandex.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, 450062,
Russian Federation
e-mail: azmetov1939@yandex.ru