

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 5 (145). С. 95-105. ISSN 1998-8443 (print)
Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 5 (145). P. 95-105. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 621.644

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-5-95-105

EDN: LAPMHZ

РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Хасан Ахметзиевич Азметов¹, Рустям Рафикович Хасанов²,
Буллат Рамилевич Шайбаков³

^{1, 2, 3}Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

¹azmetov1939@yandex.ru

²hasanov25@mail.ru

³st@rusoil.net

Автор, ответственный за переписку: **Рустям Рафикович Хасанов**, hasanov25@mail.ru

Аннотация. Капитальный ремонт с подъемом трубопроводов является одним из наиболее используемых в процессе технической эксплуатации трубопроводных систем нефтегазовой отрасли. При этом виде ремонта производится замена антикоррозионного защитного наружного покрытия, потерявшего защитные свойства. В случае необходимости производится ремонт стенки труб. Эксплуатирующие трубопроводы организации оснащены современными методами и средствами определения технического состояния защитного покрытия и самих труб. Система технической эксплуатации позволяет своевременно обнаруживать дефектные участки и проводить соответствующий ремонт, обеспечивая надежное и эффективное функционирование трубопроводов. В то же время капитальный ремонт трубопровода, особенно с его подъемом, – ответственный и сложный технологический процесс.

Подъем трубопровода приводит к возникновению дополнительных напряжений в стенках труб, не учтенных на стадии проектирования трубопровода. Эти напряжения суммируются с напряжениями от температурного перепада и давления в полости трубы перекачиваемого продукта. Суммарные напряжения с учетом фактического технического состояния эксплуатируемых трубопроводов могут достигать значительных величин, влияющих на прочность трубопроводов и безопасность проведения капитального ремонта. Вместе с тем, нормативные документы по расчету технологических параметров трубопроводов не учитывают усилия и напряжения в стенке труб от воздействий температурного перепада и давления в полости трубы. В связи с этим необходимо совершенствование технологических параметров капитального ремонта действующих трубопроводов с подъемом с учетом всех

нагрузок и воздействий, а также обеспечение прочности труб и безопасности проведения капитального ремонта.

Кроме того, в известных расчетах необходимая высота подъема трубопровода в местах установки очистной и изоляционной машин не является исходным параметром, что усложняет обеспечение указанной высоты подъема с целью создания нормальных условий функционирования машин.

Цель работы - обеспечение прочности труб и безопасности проведения капитального ремонта с подъемом действующих трубопроводов на основе совершенствования расчета технологических параметров ремонта. Совершенствование расчета включает учет продольных усилий, действующих в

трубопроводе при его подъеме, и принятие необходимой высоты подъема в местах установки очистной и изоляционной машин в качестве исходного параметра.

Методы исследования - анализ и теоретические исследования напряженно-деформированного состояния действующего трубопровода при его подъеме трубоукладчиками.

Получены зависимости технологических параметров капитального ремонта с подъемом трубопровода от продольных усилий, действующих в трубопроводе на участке подъема, и высоты подъема на местах установки машин для очистки и изоляции трубопровода.

Для цитирования: Азметов Х. А., Хасанов Р. Р., Шайбаков Б. Р. Расчет технологических параметров капитального ремонта подземных трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 5 (145). С. 95-105. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-5-95-105>.

Original article

CALCULATION OF UNDERGROUND PIPELINE OVERHAUL TECHNOLOGICAL PARAMETERS

Khasan A. Azmetov¹, Rustam R. Khasanov², Bulat R. Shaibakov³

^{1, 2, 3}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

¹azmetov1939@yandex.ru

²hasanov25@mail.ru

³st@rusoil.net

Corresponding author: **Rustam R. Khasanov**, hasanov25@mail.ru

Abstract. Overhaul with pipeline lifting is one of the most frequently used repair methods in pipeline system technical operation in the oil and gas industry. Using this repair method, the anti-corrosion protective outer coating that has lost its protective properties is replaced. If nec-

essary, pipe walls are repaired. Organizations operating pipelines are equipped with modern methods and means for determining the technical condition of the protective coating and the pipes themselves. The technical operation system allows timely detection of defective sections

and carrying out appropriate repairs, ensuring reliable and efficient pipeline operation. At the same time, the overhaul of the pipeline, especially with its lifting, is an important and complex technological process. Pipeline lifting leads to the appearance of additional stresses in the pipe walls, which were not taken into account at the pipeline design stage. These stresses are added to the stresses from the temperature difference and pressure in the pipe cavity of the pumped product. The total stresses, taking into account the actual technical condition of the operated pipelines, can reach significant values that affect the strength of the pipelines and the safety of the overhaul. At the same time, regulatory documents for pipeline technological parameters calculating do not take into account the forces and stresses in the pipe wall from the effects of temperature differences and pressure in the pipe cavity. In this regard, it is necessary to improve the existing pipeline technological parameters of the overhaul with lifting, taking into account all loads and impacts, as well as the strength of the pipes and the safety of the overhaul.

In addition, in well-known calculations,

the required lifting height of the pipeline at the place of installation of cleaning and insulating machines is not the initial parameter, which complicates the provision of the specified lifting height in order to create normal operating conditions for the machines.

The purpose of the work is to ensure the strength of pipes and the safety of overhaul with lifting of the existing pipelines based on the improvement of the calculation of repair technological parameters. Improving the calculation includes taking into account the longitudinal forces acting in the pipeline when it is lifted and taking the required lifting height at the places of installation of cleaning and insulating machines as an initial parameter.

Research methods - analysis and theoretical studies of the stress-strain state of the existing pipeline when it is lifted by pipe-laying machines.

The dependences of the technological parameters of a overhaul with pipeline lifting on the longitudinal forces acting in the pipeline in the lifting section and lifting heights at the places of installation of machines for pipeline cleaning and insulating are obtained.

Keywords: operating pipeline, overhaul, pipeline lifting, number of pipe-laying machines, longitudinal force in the pipeline, total longitudinal stresses, pipe strength

For citation: Azmetov Kh. A., Khasanov R. R., Shaibakov B. R. Raschet tekhnologicheskikh parametrov kapital'nogo remonta podzemnykh truboprovodov [Calculation of Underground Pipeline Overhaul Technological Parameters]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 5 (145), pp. 95-105. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-5-95-105>.

Под действием нагрузок и естественных процессов во время эксплуатации трубопроводов происходит снижение их работоспособности. Поддержание работоспособности трубопроводов достигается проведением капитального ремонта [1-12, 16]. В основном магистральные трубопроводы нефтегазовой отрасли укладываются подземно с наружным антикоррозионным защитным покрытием [7].

Ресурс антикоррозионного покрытия существенно ниже ресурса труб [3, 13]. В связи с этим в процессе эксплуатации трубопроводов проводится замена устаревшей изоляции на новую. В большинстве случаев замена изоляции проводится с подъемом трубопровода для обеспечения возможности работы специальных машин для снятия старой изоляции и нанесения новой.

К проведению капитального ремонта с подъемом трубопровода предъявляются высокие требования не только с точки зрения достижения нормативных по качеству нанесения нового защитного покрытия, но и обеспечения прочности трубы и безопасности проведения комплекса ремонтных работ [6, 14]. Для этого необходим расчет технологических параметров капитального ремонта, учитывающий особенности напряженно-деформированного состояния трубопровода на участке подъема.

Исходя из анализа опыта проведения работ с подъемом трубопровода известно, что с увеличением высоты подъема повышаются напряжения изгиба и необходимое усилие подъема трубоукладчиками. Поэтому следует поднимать трубопровод только на необходимую минимальную высоту. Эта высота определяется габаритным размером по высоте машин для очистки поверхности труб от старой изоляции и нанесения новой изоляции. В связи с этим нами приняты в расчетах эти необходимые высоты $h_{ТО}$ (для очистной машины) и $h_{ТИ}$ (для изоляционной машины) в качестве исходных параметров схемы капитального ремонта. Исходя из реальных условий можно принять, что $h_{ТО} = h_{ТИ}$. В известных расчетах отсутствует указание на этот параметр, что приводит к приближенному расчету технологических параметров капитального ремонта.

В наших расчетах исходными параметрами являются также геометрические характеристики труб (D_n - наружный диаметр, δ - толщина стенки труб), температурный перепад металла труб Δt , давление перекачиваемого продукта p в процессе ремонта, вес трубопровода единичной длины q , количество трубоукладчиков n , расстояние между ними l_0 , а также расстояние между машинами (для очистки и изоляции) и крайними трубоукладчиками. Вычисляемыми параметрами являются протяженность l изогнутого участка трубопровода и протяженности участков $l_{Г}$, прилегающих справа и слева к изогнутому участ-

ку, в которых происходят продольные перемещения трубопровода, усилия подъема P_n трубоукладчиками, продольное усилие N в трубопроводе на изогнутом участке, высота подъема v_i трубоукладчиками, изгибающий момент M_i в сечении подъема трубопровода и суммарное продольное напряжение в трубопроводе $\sigma_{пр}$.

Определение продольного усилия N в трубопроводе производится с учетом того, что изгиб бесконечного трубопровода при подъеме сопровождается появлением дополнительного продольного растягивающего усилия из-за его удлинения [5, 15]. Суммарное продольное усилие в трубопроводе определяется с учетом указанного дополнительного продольного растягивающего усилия и продольного усилия, действующего до подъема трубопровода, возникающего от воздействий температурного перепада и давления. В зависимости от знака и значения продольного усилия в трубопроводе до его подъема и значения продольного дополнительного растягивающего усилия суммарное продольное усилие на изогнутом участке может быть сжимающим, растягивающим или равным нулю.

На рисунке 1 обозначены:

l - протяженность изогнутого участка трубопровода;

l_0 - расстояние между трубоукладчиками;

c - расстояние между машиной (очистной и изоляционной) и трубоукладчиком;

$P_1, P_2, \dots, P_n$ - усилия подъема трубопровода;

n - количество трубоукладчиков;

G_o, G_n - веса машин очистной и изоляционной соответственно (практически $G_o = G_n$);

q - вес трубопровода единичной длины с изоляцией и перекачиваемым продуктом.

Кроме того, при расчетах учитываются геометрические характеристики трубопровода и механические свойства металла труб.

Имеем, что по концам изогнутого участка (при $x = 0$ и $x = l$) равен нулю прогиб (высота подъема) трубопровода, а также равны нулю первая и вторая производные от функции прогиба.

Значения $P_1, P_2, \dots, P_n, l$, высоты подъема трубопровода в сечениях установки тру-

боукладчиков $v_1, v_2, \dots, v_n$, а также наибольшего подъема v_0 трубопровода на изогнутом участке l , изгибающих моментов $M_1, M_2, \dots, M_n, M_0$ в указанных характерных сечениях, продольного усилия N , действующего в трубопроводе на изогнутом участке, определяются решением задачи изгиба трубопровода.

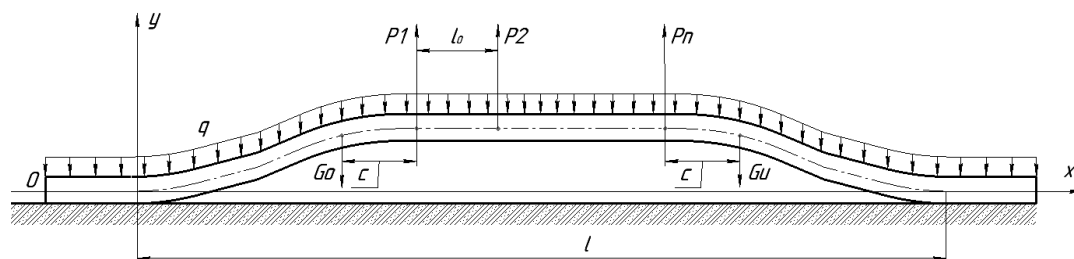


Рисунок 1. Расчетная схема подъема трубопровода при капитальном ремонте

Figure 1. Calculation scheme for pipeline lifting during overhaul

Для решения задачи использовано дифференциальное уравнение изгиба трубопровода четвертого порядка [5, 7].

В результате решений получены аналитические выражения для расчета технологических параметров капитального ремонта трубопровода с подъемом.

Расчетная формула для вычисления усилий подъема P_i трубоукладчиками имеет вид:

$$P_i = \bar{P}_i \sqrt[4]{EIq^3 h_T}, \quad (1)$$

где E - модуль упругости металла трубы;

I - момент инерции поперечного сечения трубы;

h_T - высота подъема трубопровода в сечениях установки машин для очистки и изоляции трубопровода;

$i = 1, 2, 3, \dots$;

n - номера трубоукладчиков, начиная с левого края расчетного участка (всего n трубоукладчиков).

Высота подъема i -ым трубоукладчиком вычисляется по формуле

$$v_i = \bar{v}_i \cdot h_T. \quad (2)$$

Продольное усилие N на изогнутом участке будет равно:

$$N = \bar{N} \sqrt{\frac{EIq}{h_T}}. \quad (3)$$

Протяженность изогнутого участка при подъеме трубопровода:

$$l = \bar{l} \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_T}{q}}. \quad (4)$$

Изгибающий момент в сечениях подъема трубопровода и в сечении $x = 0,5l$ определяется по формуле:

$$M_i = \bar{M}_i \sqrt{EIqh_T}. \quad (5)$$

В аналитических выражениях (1)-(5) безразмерные параметры $\bar{P}_i$, $\bar{M}_i$, $\bar{v}_i$, $\bar{N}$, $\bar{I}$ зависят от геометрических характеристик труб, значений и знаков продольного усилия в трубопроводе, количества трубоукладчиков и расстояний между машинами (очистки и изоляции) и трубоукладчиками. Для вычисления этих параметров получены расчетные формулы.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода до его подъема вычисляется в соответствии с [6] по формуле:

$$N_0 = F(0,2\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t), \quad (6)$$

где F - площадь поперечного сечения трубы;

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного давления в полости трубопровода в процессе ремонта. В зависимости от знака и значения Δt , значения $\sigma_{кц}$ усилие N_0 может быть сжимающим, растягивающим или может быть равным нулю.

Используя методы, изложенные в [5], получены зависимости между величинами, характеризующими продольно-поперечные перемещения трубопровода и продольное усилие, действующее в нем. Эта зависимость имеет вид:

$$a = z_1 A \sqrt{\bar{N}} \left[\left(1 + \frac{z_2 \bar{v}_0^2}{A^3} \right)^{0,5} - 1 \right], \quad (7)$$

где $A = \beta - \bar{N}$ при N_0 и N сжимающих;

$A = \beta + \bar{N}$ при N_0 сжимающем и N растягивающем;

$A = \bar{N} - \beta$ при N_0 и N растягивающих;

$A = \bar{N}$ при $N_0 = 0$ и N растягивающем.

Определим значения z_1 и z_2 :

$$z_1 = \frac{1}{4p_T} \sqrt[4]{EI \left(\frac{q}{h_T} \right)^3}, \quad (8)$$

$$z_2 = (ph_T p_T)^2 EF \sqrt{\left(\frac{h_T}{qEI} \right)^3}, \quad (9)$$

$$\beta = N_0 \sqrt{\frac{h_T}{qEI}}, \quad (10)$$

где p_T - сопротивление продольным перемещениям трубопровода единичной длины на участке l_T .

Расчетная формула (7) является уравнением с одним неизвестным a . Значения β , z_1 , z_2 вычисляются по исходным данным, параметры $\bar{N}$ и $\bar{v}_0$ вычисляются с использованием исходных данных и величины a .

Определение величины a по (7) позволяет вычислить вышеуказанные безразмерные параметры $\bar{P}_i$, $\bar{M}_i$, $\bar{v}_i$, $\bar{N}$, $\bar{I}$ с учетом исходных величин и того, что $a = 0,5l \sqrt{\frac{N}{EI}}$ и $v_0 = \bar{v}_0 h_T$.

Для варианта $N = 0$ при сжимающем N_0 зависимость между продольно-поперечными перемещениями и усилием N_0 имеет вид:

$$\beta - z_3 l \left[\left(1 + \frac{z_4 \bar{v}_0^2}{l^3} \right)^{0,5} - 1 \right] = 0, \quad (11)$$

где

$$z_3 = \frac{p_T}{2} \sqrt{\frac{h_T}{qEI}}, \quad (12)$$

$$z_4 = \frac{EF}{p_T} (ph_T)^2. \quad (13)$$

При этом, если

$$\beta > z_3 l \left[\left(1 + \frac{z_4 \bar{v}_0^2}{l^3} \right)^{0,5} - 1 \right], \quad (14)$$

то усилие N будет сжимающим, и если

$$\beta < z_3 l \left[\left(1 + \frac{z_4 \bar{v}_0^2}{l^3} \right)^{0,5} - 1 \right], \quad (15)$$

то N будет растягивающим.

В формуле (11) протяженность изогнутого участка l и параметр $\bar{v}_0$ выражаются через исходные известные величины и безразмерный параметр $\bar{l}$. Значения β , z_3 , z_4 вычисляются по заданным исходным величинам, поэтому выражение (11) является уравнением с одним неизвестным $\bar{l}$. Определение $\bar{l}$ по (11) позволяет вычислить $\bar{P}_i$, $\bar{M}_i$, $\bar{v}_i$ при $\bar{N} = 0$.

Таким образом, полученные нами расчетные формулы (7) и (11) на основе исходных данных позволяют вычислить параметры напряженно-деформированного состояния трубопровода при его подъеме.

Суммарные продольные напряжения в сечениях подъема трубопровода и в сечении наибольшего подъема в соответствии с требованиями [6] определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}i}^H = 0,3\sigma_{\text{кц}} + \frac{N_p}{F} \pm \frac{M_i}{W}, \quad (16)$$

где F , W - площадь и момент сопротивления поперечного сечения трубы;

N_p - расчетное продольное усилие, действующее на изогнутом участке трубопровода.

Усилие N_p вычисляется в зависимости от кольцевого напряжения $\sigma_{\text{кц}}$, от знака и значений усилий N_0 и N . При этом, если усилие N_0 сжимающее, возможны варианты:

- N - растягивающее, $N_p = N + 0,2\sigma_{\text{кц}}F$;
- N - сжимающее, $N_p = N - 0,2\sigma_{\text{кц}}F$;
- $N = 0$, $N_p = -0,2\sigma_{\text{кц}}F$.

Если усилие N_0 растягивающее, тогда N растягивающее, $N_p = N + 0,2\sigma_{\text{кц}}F$.

Если усилие $N_0 = 0$, тогда также N растягивающее и $N_p = N + 0,2\sigma_{\text{кц}}F$.

В этих выражениях усилие N_p со знаком плюс соответствует усилию растяжения, а минус - усилию сжатия.

Отметим, что при $N_0 = 0$ или усилия N_0 растягивающем, усилие N будет только растягивающим.

Усилие N будет сжимающим при $\frac{1}{l} \left(\frac{pv_0}{2} \right)^2 < \frac{N_0}{EF} \left(1 + \frac{N_0}{p_r} \right)$ и N_0 сжимающем.

Если усилие N_0 сжимающее, а $\frac{1}{l} \left(\frac{pv_0}{2} \right)^2 = \frac{N_0}{EF} \left(1 + \frac{N_0}{p_r} \right)$, то усилие $N = 0$. В этих выражениях v_0 - наибольшее значение подъема трубопровода при его ремонте на участке l . Приведенные здесь условия позволяют установить знак продольного усилия N на изогнутом участке l в зависимости от значения и знака N_0 , а также от значений l и v_0 .

При проверке прочности труб в соответствии с требованиями [6] в условиях эксплуатируемых трубопроводов учитываются фактические ухудшения их технического состояния из-за длительности эксплуатации и наличия дефектов [2, 3, 13].

Таким образом, предельно допускаемое суммарное продольное напряжение вычисляется из выражения

$$[\sigma_{\text{пр}}^H] = \psi_1 \frac{mR_2^H}{0,9k_Hk_3}, \quad (17)$$

где $R_2^H = \sigma_T$ - предел текучести металла труб;

m - коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, то есть при проведении капитального ремонта;

k_H - коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от вида перекачиваемого продукта (газ, нефть или нефтепродукт);

k_3 - комплексный коэффициент, учитывающий влияние имеющихся в трубе дефектов и срока эксплуатации трубопровода, принимается по специальным справочным материалам [2, 3, 13], $k_3 \geq 1$;

ψ_1 - коэффициент, учитывающий знак продольного суммарного напряжения $\sigma_{пр N}$, определяемого для условий капитального ремонта по формуле $\sigma_{пр N} = 0,3\sigma_{кц} + \frac{N_p}{F}$. Если напряжение $\sigma_{пр N}$ растягивающее или равно нулю ($\sigma_{пр N} \geq 0$), то $\psi_1 = 1$, а если напряжение $\sigma_{пр N}$ сжимающее ($\sigma_{пр N} < 0$), то ψ_1 вычисляются по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{\sigma_{кц}}{[\sigma_{пр}^H]} \right]^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{[\sigma_{пр}^H]}, \quad (18)$$

где $[\sigma_{пр}^H]$ вычисляется по (17) при $\psi_1 = 1,0$.

Одним из направлений обеспечения минимально возможных усилий подъема трубопровода и напряжений в его стенке является выбор обоснованной достаточной протяженности вскрытия подземного трубопровода от грунта до нижней его образующей перед подъемом. Эта протяженность может быть определена из условия:

$$L \geq l + \frac{\Delta N}{P_\Gamma}, \quad (19)$$

где ΔN - разность продольных усилий, действующих по концам участков l_Γ , на которых происходят продольные перемещения трубопровода.

Разность усилий определяется по формуле:

$$\Delta N = N_{от} \pm N_p, \quad (20)$$

где $N_{от} = \alpha \Delta t E F$. Значение ΔN зависит от значений и знаков $N_{от}$ и N_p . Если $N_{от}$ и N_p имеют разные знаки, то в формуле (20) принимается знак плюс, если знаки одинаковые, то в формуле (20) будет знак минус. Если $\Delta t = 0$, то $N_{от} = 0$.

Кроме того, принятие в наших расчетах высоты подъема трубопровода h_T в местах

установки машин для очистки и изоляции в качестве исходного параметра исключает подъем на излишнюю высоту с возникновением повышенных усилий подъема и продольных напряжений в стенке трубопровода. Необходимо отметить следующее: для всех возможных технологических параметров ремонта трубопровода анализ уровня суммарных продольных напряжений и усилий подъема показывает, что с увеличением высоты подъема h_T происходят значительный рост суммарных продольных напряжений и усилий подъема.

По известной методике расчета обеспечения высоты подъема h_T в местах установки машин для очистки и изоляции определение параметра производится путем подбора, что не только усложняет расчет технологических параметров капитального ремонта, но и может привести к возникновению высоких продольных напряжений и усилий подъема трубопровода, создавая проблемы с обеспечением прочности труб и безопасности проведения капитального ремонта.

Таким образом, получены аналитические выражения для расчета технологических параметров капитального ремонта с подъемом трубопровода, обеспечивающих прочность труб и безопасность проведения ремонтных работ. Технологические параметры определяются с учетом всех нагрузок, действующих на трубопровод при его подъеме, и фактического технического состояния ремонтируемого трубопровода.

Выводы

Получены аналитические зависимости по расчету технологических параметров капитального ремонта с подъемом трубопровода, обеспечивающих прочность трубы и безопасность проведения ремонтных работ. Технологические параметры исходные включают количество трубоукладчиков для подъема трубопровода, расстояния между ними, высоту подъема трубопровода в местах установки очистной и изоляционной машин, а также расчетные усилия подъема трубоукладчиками, высоты подъема трубоукладчиками, про-

тяжеленность участка продольно-поперечных перемещений трубопровода.

Расчетные технологические параметры определены с учетом влияния на них суммарных продольных усилий, действующих в трубопроводе при его подъеме и возникающих от удлинения бесконечного трубопровода при его изгибе, действий температурного

перепада металла трубы и давления в полости трубы в процессе ремонта. Прочность труб и безопасность проведения капитального ремонта достигаются проверкой прочности фактического технологического состояния ремонтируемого трубопровода и суммарных продольных напряжений, возникающих при подъеме действующего трубопровода.

Список источников

1. Мустафин Ф.М., Азметов Х.А. Основы технологии капитального ремонта подземных трубопроводов. Уфа: УГНТУ, 2017. 232 с.
2. Азметов Х.А., Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Булатов Р.Р. Расчеты при оценке надежности и капитальном ремонте газонефтепроводов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. 184 с.
3. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М.: Недра, 1999. 524 с.
4. Азметов Х.А., Кантемиров И.Ф., Кожаяева К.В., Хасанов Р.Р. Расчет подземных трубопроводов на прочность в условиях продольно-поперечных перемещений. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. 103 с.
5. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 2005. 247 с.
6. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2013. 110 с.
7. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 245 с.
8. Руководящий документ «Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков магистральных нефтепроводов диаметром 530-1220 мм при ремонте с подъемом и поддержкой трубоукладчиками». М.: АК «Транснефть», 2010. 67 с.
9. Мухамедова Д.Ч., Эседулаев Р.Э. Некоторые особенности проектирования производства работ капитального ремонта магистральных трубопроводов поточным методом // Молодой ученый. 2016. № 9 (113). С. 233-235. EDN: VWELDD.
10. Воробьев И.Н. Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 7. С. 47-50. EDN: RNLYXB.
11. Шарыгин В.М., Тильков А.Н., Баламутов В.И., Маянц Ю.А., Ушаков А.В. Обоснование возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 1 (17). С. 77-84. EDN: SPDXPf.
12. Ремизов Д.И., Дзюба Д.С. К вопросу

References

1. Mustafin F.M., Azmetov Kh.A. *Osnovy tekhnologii kapital'nogo remonta podzemnykh truboprovodov* [Fundamentals of Technology for Major Repairs of Underground Pipelines]. Ufa, UGNTU Publ., 2017. 232 p. [in Russian].
2. Azmetov Kh.A., Rafikov S.K., Sharnina G.S., Bulatov R.R. *Raschety pri otsenke nadezhnosti i kapital'nom remonte gazonefteprovodov* [Calculations for Assessing the Reliability and Major Repairs of Gas and Oil Pipelines]. Ufa, UGNTU Publ., 2022. 184 p. [in Russian].
3. Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshtein M.G., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Kapital'nyi remont podzemnykh nefteprovodov* [General Overhaul of Underground Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 524 p. [in Russian].
4. Azmetov Kh.A., Kantemirov I.F., Kozhaeva K.V., Khasanov R.R. *Raschet podzemnykh truboprovodov na prochnost' v usloviyakh prodol'no-poperechnykh peremeshchenii* [Calculation of Underground Pipelines for Strength Under Conditions of Longitudinal and Transverse Movements]. Ufa, UGNTU Publ., 2021. 103 p. [in Russian].
5. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoychivost' podzemnykh truboprovodov* [Strength and Stability of Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 247 p. [in Russian].
6. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody* [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 110 p. [in Russian].
7. Borodavkin P.P., Sinyukov A.M. *Prochnost' magistral'nykh truboprovodov* [Strength of Main Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 245 p.
8. *Rukovodyashchii dokument «Metodika rascheta na prochnost' i ustoychivost' lineinykh uchastkov magistral'nykh nefteprovodov diametrom 530-1220 mm pri remonte s pod'emom i podderzhkoi truboukladchikami»* [Guiding Document «Methodology for Calculating the Strength and Stability of Linear Sections of Main Oil Pipelines with a Diameter of 530-1220 mm During Repairs with Lifting and Support by Pipelayers»]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2010. 67 p. [in Russian].
9. Mukhamedova D.Ch., Esedulaev R.E. *Nekotorye osobennosti proektirovaniya proizvodstva rabot kapital'nogo remonta magistral'nykh truboprovodov potochnym metodom* [Some Features

оптимизации капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов // Территория Нефтегаз. 2012. № 5. С. 72-73. EDN: NLIPRU.

13. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра, 1998. 240 с.

14. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Недра, 2005. 515 с.

15. Азметов Х.А., Павлова З.Х. Определение продольных усилий в подземном действующем трубопроводе в условиях его продольно-поперечного изгиба // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 1 (95). С. 30-36. EDN: SEPVSD.

of Designing the Overhaul of Main Pipelines Using the In-Line Method]. *Molodoi uchenyi - Young Scientist*, 2016, No. 9 (113), pp. 233-235. EDN: VWELDD. [in Russian].

10. Vorobev I.N. Preimushchestvo primeneniya kompozitnykh materialov pri remonte truboprovodov [The Advantage of Using the Composite Materials for Repair Pipelines]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz - Exposition Oil Gas*, 2013, No. 7, pp. 47-50. EDN: RNLYXB. [in Russian].

11. Sharygin V.M., Tilkov A.N., Balamutov V.I., Mayants Yu.A., Ushakov A.V. Obosnovanie vozmozhnosti vosstanovleniya nesushchei sposobnosti gazoprovodov bez ostanovki transporta gaza [Justification of the Possibility of Gas Pipeline Carrying Capacity Recovery Without Gas Transmission Termination]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» - Scientific-Technical Collection Book «Vesti Gazovoy Nauki»*, 2014, No. 1 (17), pp. 77-84. EDN: SPDXPf. [in Russian].

12. Remizov D.I., Dzyuba D.S. K voprosu optimizatsii kapital'nogo remonta lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov [On the Issue of Optimizing the Overhaul of the Linear Part of Main Gas Pipelines]. *Territoriya Neftegaz - Oil and Gas Territory*, 2012, No. 5, pp. 72-73. EDN: NLIPRU. [in Russian].

13. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defectiveness of Oil Pipeline Pipes and Methods for Their Repair]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 240 p. [in Russian].

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

15. Azmetov Kh.A., Pavlova Z.Kh. Opredelenie prodol'nykh usilii v podzemnom deistvuyushchem truboprovode v usloviyakh ego prodol'no-poperechnogo izgiba [Determination of Longitudinal Forces in an Underground Operating Pipeline Under Conditions of its Longitudinal-Transverse Bending]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 1 (95), pp. 30-36. EDN: SEPVSD. [in Russian].

Информация об авторах

• Азметов Хасан Ахметзиевич, доктор технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности»
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

Information about the authors

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Design and Construction of Oil and Gas Industry Facilities Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Хасанов Рустям Рафикович, кандидат технических наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности»
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-14
e-mail: hasanov25@mail.ru

• Khasanov Rustam R., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Design and Construction of Oil and Gas Industry Facilities Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 242-08-14
e-mail: hasanov25@mail.ru

• Шайбаков Булат Рамилевич
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Старший преподаватель кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности»
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-14
e-mail: st@rusoil.net

• Shaibakov Bulat R.
Ufa State Petroleum Technological University
Senior Lecturer of Design and Construction of Oil and Gas Industry Facilities Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 242-08-14
e-mail: st@rusoil.net

Статья поступила в редакцию 01.08.2023; одобрена после рецензирования 20.08.2023; принята к публикации 01.09.2023.

The article was submitted 01.08.2023; approved after reviewing 20.08.2023; accepted for publication 01.09.2023.