

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-4-80-87

УДК 622.692.4

Ю.В. Дудников (ПАО «Уфаоргсинтез», г. Уфа, Российская Федерация), **З.Х. Павлова**,
Х.А. Азметов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
Российская Федерация)

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЧНОСТИ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ЗАГЛУБЛЕНИЯ

Yuriy V. Dudnikov (Ufaorgsintez PJSC, Ufa, Russian Federation),
Zukhra Kh. Pavlova, Khasan A. Azmetov (Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation)

STRENGTH ENSURING OF SUBWATER PIPELINE DURING ITS BURYING

Введение

Подводные трубопроводы магистральных нефте- и газопроводов эксплуатируются в сложных условиях. Сложные условия при эксплуатации обуславливаются русловыми и пойменными процессами на реках, пересекаемых трубопроводом, а также упущениями при проектировании и строительстве. В результате этих процессов и причин происходят оголение и провисание подводного трубопровода. На участках оголения и провисания возникают дополнительные, не предусмотренные проектом нагрузки на трубопровод и напряжения в стенке труб. Поэтому оголения и провисания подводных трубопроводов не допустимы и должны быть устранены. Одним из способов их устранения является заглубление подводного эксплуатируемого трубопровода. Заглубление проводится со снятием грунта из-под трубопровода (подкоп) на определенном участке и его прогибом на подкопанном участке. Возникающие напряжения в ходе заглубления должны соответствовать условиям обеспечения прочности трубопровода.

Background

Subwater pipelines of main oil and gas pipelines operate in complicated conditions. Difficult operating conditions are caused by channel and floodplain processes on rivers crossed by the pipeline, as well as omissions in design and construction. As a result of these processes and causes, exposure and sagging of the subwater pipeline occurs. In exposure and sagging sections, additional loads on the pipeline and stresses in the pipe wall not provided for by the project arise. Therefore, exposure and sagging of subwater pipelines is not permissible and must be eliminated. One of the ways to eliminate them is to deepen the underwater operating pipeline. Burying is carried out with the removal of soil from under the pipeline (digging) in a certain section and its deflection in the excavated section. The resulting stresses during burying must comply with the conditions for pipeline strength ensuring.

Цели и задачи

Обеспечение прочности труб и безопасности подводного трубопровода в процессе его заглубления на основе обоснованного определения параметров проведения работ.

Методы

Анализ и теоретические исследования условий эксплуатации и заглубления подводных трубопроводов.

Результаты

Получены аналитические зависимости максимальных суммарных продольных напряжений и наибольшего прогиба при заглублении подводного трубопровода от веса трубопровода с продуктом и пригрузом, протяжённости подкопанного участка, продольного усилия в трубопроводе и его геометрических характеристик. Предложены рекомендации по обеспечению прочности трубопровода в процессе его заглубления и достижению заглубления на величину, установленную проектом.

Aims and Objectives

Pipeline strength and safety ensuring of underwater pipeline in the process of its burying on the basis of a substantiated determination of work parameters.

Methods

Analysis and theoretical studies of the operating conditions and burying of subwater pipelines.

Results

Analytical dependences of the maximal total longitudinal stresses and the largest deflection during the burying of an underwater pipeline on the weight of the pipeline with the product and surcharge, the length of the excavated section, the longitudinal force in the pipeline and its geometric characteristics are obtained. Recommendations are proposed for ensuring the strength of the pipeline in the process of its burying and for reaching the burying value set by the project.

Ключевые слова: магистральный нефте- и газопровод; рабочее давление; температурный перепад; подводный трубопровод; геометрические характеристики труб; вес трубы; оголение и провисание трубопровода; заглубление трубопровода; напряжения изгиба

Key words: main oil and gas pipeline; operating pressure; temperature difference; underwater pipeline; geometric characteristics of pipes; pipe weight; exposure and sagging of the pipeline; burial of the pipeline; bending stress

Магистральный нефте- и газопровод имеет протяжённость до тысячи километров и более, пересекает множество водных преград. Суммарная протяжённость отечественных подводных трубопроводов составляет до 2 % от общей протяжённости магистралей. Подводные трубопроводы с точки зрения экологической безопасности являются наиболее опасным объектом. Поэтому к прочности труб и безопасности подводного трубопровода предъявляются повышенные требования [1-20].

Наибольшая доля аварий и повреждений подводных трубопроводов вызвана оголением и провисанием трубопровода [11-13].

Оголения и провисания связаны с возникновением дополнительных напряжений в стенке трубопровода. Наиболее эффективным способом устранения указанных негативных процессов является заглубление трубопровода на необходимую величину. В то же время и в самом процессе заглубления трубопровода возникают дополнительные напряжения изгиба, и происходит изменение значений, а иногда и знака продольного усилия в трубопроводе. Продольное усилие возникает под воздействием температурного перепада, давления в трубопроводе и при его прогибе. Достижение прогиба на подкопанном участке в ряде случаев вызывает необходимость

применения дополнительного пригруза трубопровода.

Непосредственно процесс заглабления начинается удалением грунта из-под трубопровода. Заглавление завершается при достижении предусмотренного проектом прогиба трубопровода по всей протяженности перехода. После завершения заглабления должно достигаться полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине и с обеспечением нормативного уровня напряжений.

С точки зрения характера выполнения заглавление подводных трубопроводов - достаточно сложный технологический процесс, требующий проведения специальных подготовительных работ. Необходимо до начала работ проводить оценку технического состояния заглабляемого участка трубопровода, и, если потребуется, выполнить ремонтно-восстановительные работы. При этом особое внимание следует уделять поперечным монтажным сварным стенкам, т.к. процесс заглабления связан с повышением уровня продольных растягивающих и сжимающих напряжений в трубопроводе.

Суммарные продольные напряжения включают напряжения, возникающие от рабочего давления, температурного перепада и изгиба трубопровода по рельефу дна траншеи. Заглавление трубопровода связано с необходимостью изменений рельефа дна траншеи и положения трубопровода в вертикальной плоскости.

Результатом этих изменений в большинстве случаев являются увеличения напряжений изгиба и суммарных продольных напряжений в трубопроводе.

Суммарные продольные напряжения не должны превышать предельные нормативные значения с учётом фактического технического состояния трубопровода.

Решением дифференциального уравнения изгиба трубопровода при его заглавлении и использованием источников [3, 5-7] получены расчётные формулы для оценки напряженно-деформированного состояния подводного трубопровода на прямолинейном участке при его заглавлении.

Наибольшие продольные напряжения возникают в сечениях по краям заглабления и наибольшего прогиба. При этом по краям заглабления прогиб трубопровода отсутствует и на расстоянии ℓ от края заглабления прогиб имеет наибольшую необходимую величину v_0 .

Этот прогиб вычисляется по формуле

$$v_0 = \bar{v}_0 \frac{q\ell^4}{EJ}, \quad (1)$$

где \bar{v}_0 - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от продольного усилия, действующего в трубопроводе, геометрических характеристик труб, веса трубопровода с пригрузом в воде;

q - вес трубопровода с продуктом и пригрузом с учётом выталкивающей силы воды;

ℓ - протяженность подкопанного участка от края подкопа до сечения наибольшего прогиба трубопровода;

E - модуль упругости металла трубы;

J - момент инерции поперечного сечения трубы.

Изгибающие моменты M_i в сечении наибольшего прогиба и по краям заглабления определяются по формуле

$$M_i = \bar{M}_i \cdot q\ell^2, \quad (2)$$

где \bar{M}_i - безразмерный параметр для сечений наибольшего прогиба и по краям заглавления, определяемый в зависимости от тех же величин, как и параметр \bar{v} ;

$i=0$; 1 - номера сечений, $i=0$ обозначает сечение наибольшего прогиба трубопровода, $i=1$ - сечение края подкопанного участка.

Продольное усилие в трубопроводе на участке изгиба имеет постоянное значение и определяется по формуле

$$N = \bar{N} \cdot \frac{EJ}{\rho^2}, \quad (3)$$

где \bar{N} - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от тех же величин, как и параметр \bar{U}_1 .

Усилие N в зависимости от значения и знака температурного перепада Δt , величины заглубления может быть сжимающим или растягивающим [3].

Максимальные суммарные продольные напряжения с учётом требований [1] определяются по формуле

$$\sigma_{npi}^H = 0,15p \frac{D_{BH}}{\delta} + \sigma_N \pm \sigma_{Hi}, \quad (4)$$

где p - давление в полости трубопровода при заглублении;

D_{BH} , δ - внутренний диаметр и толщина стенки трубы;

$\sigma_N = \frac{N_p}{F}$ - продольное напряжение от

действия расчётного продольного усилия, вычисляемого по формуле

$$N_p = N + 0,1p \cdot n \frac{D_{BH}}{\delta} F;$$

$\sigma_{Hi} = \frac{M_i}{W}$ - напряжения изгиба в сече-

ниях наибольшего прогиба и по краям подкопанного участка. Здесь F , W - площадь и момент сопротивления поперечного сечения трубы.

В формуле (4) растягивающие напряжения имеют знак плюс, а сжимающее усилие - минус.

Аналитические выражения (1)-(4) устанавливают зависимость наибольших продольных напряжений от величины заглубления (прогиба) трубопровода, веса трубопровода с продуктом и пригрузом в воде, протяженности заглубляемого участка, геометрических характеристик труб, а также температурного перепада и давления в трубопроводе в процессе заглубления.

Приведенные аналитические зависимости позволяют в процессе заглубления трубо-

провода от начала до завершения работ обеспечивать прочность труб путём принятия, с использованием полученных зависимостей, таких значений дополнительного пригруза на подкопанном участке и протяженности подкоча, при которых достигается нормативный уровень максимальных продольных напряжений на заглубляемом участке подводного трубопровода. Эти аналитические зависимости позволяют также определить необходимый дополнительный вес пригруза и протяженность подкоча для достижения заданного по проекту заглубления трубопровода в условиях обеспечения прочности трубопровода и безопасной эксплуатации магистрального нефтегазопровода.

В качестве примера определены наибольшие продольные напряжения и наибольший прогиб трубопровода $\varnothing 529 \times 9$ мм в ходе его заглубления.

Приняты для расчёта $q_1 = 6,0$ кгс/см,

$$\ell_1 = 12,5 \text{ м}, \Delta t = 5 \text{ }^\circ\text{C}, q_2 = 3,0 \text{ кгс/см.}$$

В результате расчёта имеем $\sigma_{np}^H = 290$ МПа, $\nu = 10,5$ см. При $\Delta t = +20$ °C и

тех же значениях q_1 и ℓ_1 имеем

$$\sigma_{np}^H = 370 \text{ МПа}, \nu = 13,5 \text{ см.}$$

Для значения $\ell_1 = 10,0$ м при $q_1 = 6,0$ кгс/см и $\Delta t = 5$ °C имеем

$$\sigma_{np}^H = 190 \text{ МПа}, \nu = 4,5 \text{ см,}$$

при $q_1 = 6,0$ кгс/см и $\Delta t = 20$ °C имеем

$$\sigma_{np}^H = 230 \text{ МПа}, \nu = 5,0 \text{ см.}$$

Анализ процесса заглубления трубопровода с использованием расчётов по приведённым формулам показал, что увеличением дополнительного пригруза на подкопанном участке и протяженности этого участка достигается увеличение прогиба вниз подводного трубопровода на необходимую величину. Действие продольного сжимающего усилия в трубопроводе вследствие положительного температурного перепада также увеличивает прогиб. Это приводит к возможности уменьшения необходимого пригруза подводного трубопровода. В случае действия продольного растягивающего усилия, наоборот, для достижения заданного заглубления

приходится увеличить вес дополнительного пригруза. Наличие начальных искривлений в виде упругого прогиба по рельефу перехода затрудняет процесс заглабления. При этом наибольшие продольные напряжения существенно выше, чем на прямолинейных участках.

Наибольшие суммарные продольные напряжения по краям подкопанного участка для анализированных нами случаев имеют превышающее значение по сравнению с остальными сечениями, в т.ч. в сечении наибольшего прогиба.

Кроме того, следует учесть, что заглабление трубопровода без врезки катушки возможно только при равенстве длин трубопровода на заглабляемом участке до L_0 и после заглабления L_3 .

Данное условие может быть выполнено путём устранения искривлений продольной оси трубопровода, которое имело место до его заглабления. Трубопроводы, особенно толстостенные трубопроводы большого диаметра, имеют значительную жесткость на изгиб. Поэтому участок заглабления должен быть достаточно протяженным для обеспечения перемещения трубопровода вниз на величину заглабления под действием собственного веса трубопровода, веса продукта и веса пригрузов с учетом выталкивающей силы воды.

От точности определения значений L_0 и L_3 зависит успешное выполнение заглабления трубопровода. Если $L_0 < L_3$, то практически невозможно осуществлять заглабление трубопровода с соблюдением условий его прочности без врезки катушки в трубопровод необходимой длины.

Необходимая длина катушки Δl_k определяется по формуле $\Delta l_k = L_3 - L_0 \pm u$, где u - возможные суммарные продольные перемещения обоих концов трубопровода после его резки.

Перемещения трубопровода с каждой стороны резки определяются из выражения

$$\frac{N_0^2}{2p_{ep}EF}, \text{ где } N_0 - \text{ продольное усилие в тру-}$$

бопроводе до резки; p_{ep} - сопротивление грунта продольному перемещению трубопровода, определяемого по [22].

Тогда суммарные перемещения

$$u = \frac{N_0^2}{p_{ep}EF}.$$

Примем $N_0 = \alpha \cdot EF\Delta t$, где α - коэффициент линейного расширения металла тру-

бы. Имеем
$$u = \frac{(\alpha\Delta t)^2 EF}{p_{ep}}.$$

При положительном температурном перепаде Δt длина $\Delta l_k = L_3 - L_0 - u$, при отрицательном Δt имеем $\Delta l_k = L_3 - L_0 + u$, а если $\Delta t = 0$, то $\Delta l_k = L_3 - L_0$.

Так, например, для трубопровода $\varnothing 720 \times 10$ мм при $\Delta t = 30$ °С и $p_{ep} = 5$ кгс/см имеем $u = 12$ см, а для трубопровода $\varnothing 1020 \times 11$ мм при $\Delta t = 30$ °С и $p_{ep} = 7$ кгс/см имеем $u = 14$ см.

Применение на практике заглабления подводных трубопроводов вышеизложенных положений позволит успешно провести работу и обеспечивать прочность труб и безопасность магистрального нефтегазопровода на подводных переходах.

Выводы

В результате анализа условий заглабления подводных трубопроводов и проведённых исследований получены аналитические зависимости максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе и его прогиба от веса трубопровода с продуктом и пригрузом, протяжённости подкопанного участка, продольного усилия в стенке трубы и его геометрических характеристик.

Выполнен анализ влияния указанных параметров на уровень напряжений и прогиба трубопровода на заданную необходимую величину вниз.

Изложены некоторые рекомендации по успешному выполнению работ по заглупле-

нию подводных переходов трубопроводов и обеспечению их прочности.

Список литературы

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, 2013. 97 с.
2. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80. М.: Госстрой, 2013. 51 с.
3. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных нефтепроводов. СПб.: Недра, 2005. 248 с.
4. Левин С.И. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1970. 280 с.
5. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). М.: Недра, 1982. 384 с.
6. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.
7. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. М.: Недра, 1968. 304 с.
8. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. М.: Недра, 1986. 152 с.
9. Березин В.Л., Бородавкин П.П., Захаров И.Я., Ясин Э.М. Вопросы проектирования, монтажа и укладки подводных трубопроводов. М.: ВНИИОНЭГ, 1974. 73 с.
10. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б., Черняев Д.А. Вопросы проектирования и эксплуатации подводных переходов нефте- и продуктопроводов. М., 1966. 92 с.
11. Галюк В.Х., Забела К.А. Ликвидация повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов. М.: ВНИИОНЭГ, 1980. 68 с.
12. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов. М.: Недра, 2003. 299 с.
13. Забела К.А., Краснов В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. М.: Недра, 2001. 194 с.
14. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Поляков В.В., Велиюлин Э.И., Александров В.А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа // Территория «Нефтегаз». 2011. № 5. С. 72-75.
15. Стадникова М.А. Оценка вероятности (частоты) утечки нефти на участках подводных переходов магистральных нефтепроводов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. № 2. С. 132-138.
16. Спектор Ю.И., Пережогин Ю.Д., Ратнер А.Г. Защита размываемых участков трубопроводов на подводных переходах через малые водные преграды с помощью гибких конструкций на основе геосинтетиков. Уфа: Гилем, 2000.

References

1. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Edition of SNiP 2.05.06-85*]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 97 p. [in Russian].
2. SP 86.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP III-42-80* [SP 86.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Edition of SNiP III-42-80]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 51 p. [in Russian].
3. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh nefteprovodov* [Strength and Stability of Underground Oil Pipelines]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2005. 248 p. [in Russian].
4. Levin S.I. *Podvodnye truboprovody* [Subsea Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 280 p. [in Russian].
5. Borodavkin P.P. *Podzemnye magistral'nye truboprovody (proektirovanie i stroitel'stvo)* [Underground Trunk Pipelines (Design and Construction)]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 384 p. [in Russian].
6. Borodavkin P.P., Berezin V.L. *Sooruzhenie magistral'nykh truboprovodov* [Construction of Trunk Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 407 p. [in Russian].
7. Borodavkin P.P., Taran V.D. *Truboprovody v slozhnykh usloviyakh* [Pipelines in Difficult Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 304 p. [in Russian].
8. Zabela K.A. *Likvidatsiya avarii i remont podvodnykh truboprovodov* [Elimination of Accidents and Repair of Subsea Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 152 p. [in Russian].
9. Berezin V.L., Borodavkin P.P., Zakharov I.Ya., Yasin E.M. *Voprosy proektirovaniya, montazha i ukladki podvodnykh truboprovodov* [Issues of Design, Installation and Laying of Subsea Pipelines]. Moscow, VNIIONEG Publ., 1974. 73 p. [in Russian].
10. Borodavkin P.P., Shadrin O.B., Chernyaev D.A. *Voprosy proektirovaniya i ekspluatatsii podvodnykh perekhodov nefte- i produktovodov* [Issues of Design and Operation of Underwater Crossings of Oil and Product Pipelines]. Moscow, 1966. 92 p. [in Russian].
11. Galyuk V.Kh., Zabela K.A. *Likvidatsiya povrezhdenii podvodnykh perekhodov magistral'nykh nefteprovodov* [Elimination of Damage to Underwater Crossings of Main Oil Pipelines]. Moscow, VNIIONEG Publ., 1980. 68 p. [in Russian].
12. Gumerov A.G., Azmetov Kh.A., Gumerov R.S. *Tekhnicheskaya ekspluatatsiya podvodnykh perekhodov truboprovodov* [Technical Exploitation of Submerged Crossings]. Moscow, Nedra Publ., 2003. 299 p. [in Russian].
13. Zabela K.A., Krasnov V.A., Moskvich V.M., Soshchenko A.E. *Bezopasnost' peresecheniya*

114 с.

17. Черняев В.Д., Гольдин Э.Р., Забела К.А. Строительство и эксплуатация подводных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1986. 48 с.

18. Черняев В.Д., Забела К.А. Ликвидация аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 1995. № 6. С. 15-21.

19. Черняев В.Д., Забела К.А. Ликвидация аварий на подводных переходах // Трубопроводный транспорт нефти. 1995. № 7. С. 17-19.

20. Штин И.В., Тарасов А.Г., Размыслов А.П., Лапшин Б.М. Система непрерывного контроля герметичности подводных переходов нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 2000. № 1. С. 15-19.

21. Ясин Э.М., Березин В.Л., Расщепкин К.Е. Надёжность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1972. 183 с.

22. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М.: Недра, 1986. 224 с.

truboprovodami vodnykh pregrad [Pipeline Safety at Crossing Water Barriers]. Moscow, Nedra Publ., 2001. 194 p. [in Russian].

14. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.V., Veliyulin E.I., Aleksandrov V.A. Osobennosti peremeshchenii truboprovoda na uchastkakh rechnykh podvodnykh perekhodov MG pod vozdeistviem davleniya gaza [Peculiarities of the Pipeline Displacement in the Sectors of Gas Pipeline River Crossing as a Result of the Influence of Gas Pressure]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2011, No. 5, pp. 72-75. [in Russian].

15. Stadnikova M.A. Otsenka veroyatnosti (chastoty) utechki nefti na uchastkakh podvodnykh perekhodov magistral'nykh nefteprovodov [Estimation of Oil Leakage Probability (Frequency) on Underwater Main Pipeline Sections]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza im. I.M. Gubkina - Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2010, No. 2, pp. 132-138. [in Russian].

16. Spektor Yu.I., Perezhogin Yu.D., Ratner A.G. *Zashchita razmyvaemykh uchastkov truboprovodov na podvodnykh perekhodakh cherez malye vodnye pregrady s pomoshch'yu gibkikh konstruksii na osnove geosintetikov* [Protection of Eroded Sections of Pipelines at Underwater Crossings Through Small Water Barriers Using Flexible Structures Based on Geosynthetics]. Ufa, Gilem Publ., 2000. 114 p. [in Russian].

17. Chernyaev V.D., Goldin E.R., Zabela K.A. *Stroitel'stvo i ekspluatatsiya podvodnykh truboprovodov* [Construction and Operation of Subsea Pipelines]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1986. 48 p. [in Russian].

18. Chernyaev V.D., Zabela K.A. Likvidatsiya avarii na podvodnykh perekhodakh magistral'nykh nefteprovodov [Elimination of Accidents at Underwater Crossings of Main Oil Pipelines]. *Truboprovodnyi transport nefti - Oil Pipeline Transportation*, 1995, No. 6, pp. 15-21. [in Russian].

19. Chernyaev V.D., Zabela K.A. Likvidatsiya avarii na podvodnykh perekhodakh [Elimination of Accidents at Underwater Crossings]. *Truboprovodnyi transport nefti - Oil Pipeline Transportation*, 1995, No. 7, pp. 17-19. [in Russian].

20. Shtin I.V., Tarasov A.G., Razmyslov A.P., Lapshin B.M. Sistema nepreryvnogo kontrolya germetichnosti podvodnykh perekhodov nefteprovodov [System for Continuous Monitoring of the Tightness of Underwater Pipeline Crossings]. *Truboprovodnyi transport nefti - Oil Pipeline Transportation*, 2000, No. 1, pp. 15-19. [in Russian].

21. Yasin E.M., Berezin V.L., Rasshchepkin K.E. *Nadezhnost' magistral'nykh truboprovodov* [Reliability of Main Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 183 p. [in Russian].

22. Borodavkin P.P. *Mekhanika gruntov v truboprovodnom stroitel'stve* [Soil Mechanics in Pipeline Construction]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 224 p. [in Russian].

Авторы

• Дудников Юрий Владимирович, д-р техн. наук
ПАО «Уфаоргсинтез»
Генеральный директор
Российская Федерация, 450037, г. Уфа,
Бирский тракт, 2, корп. 5
e-mail: Ydudnikov@yandex.ru

• Павлова Зухра Хасановна, д-р техн. наук,
доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Декан факультета автоматизации
производственных процессов
Профессор кафедры «Электротехника
и оборудование предприятий»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: zpavlova@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

• Dudnikov Yuriy V., Doctor of Engineering Sciences
Ufaorgsintez PJSC
General Director
bldg. 5, 2, Birskiy Tract, Ufa, 450037,
Russian Federation
e-mail: Ydudnikov@yandex.ru

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

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