

УДК 622.692.4.074.2

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКОГО ПРОДОЛЬНОГО
СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ
ТРУБОПРОВОДОВ**

**TECHNIQUE FOR DETERMINING OF THE CRITICAL
A LONGITUDINAL COMPRESSIVE FORCE FOR UNDERWATER
CROSSINGS OF PIPELINES**

Кожаева К.В., Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Файзуллин С.М.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

K.V. Kozhaeva, F.M. Mustafin, L.I. Bikov, S.M. Faizullin

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

Аннотация. Для инженера-трубопроводчика очень важно сохранить устойчивое состояние подводного трубопровода в процессе монтажа и эксплуатации.

Под устойчивым состоянием подводного трубопровода понимается такое состояние, при котором он будет находиться в покое в заранее заданном (проектном) положении при самой неблагоприятной комбинации нагрузок, стремящихся вывести его из этого положения. К таким нагрузкам можно отнести выталкивающую Архимедову силу, горизонтальную и вертикальную составляющие гидродинамического воздействия потока, силы упругости трубопровода и др. Наибольший интерес для инженера-трубопроводчика представляют сжимающие продольные силы, возникающие при изменении температурного режима или давления перекачиваемого продукта.

В нормативно-технической документации не встречается расчет подводного перехода трубопровода на устойчивость от воздействия продольных сил, имеется только проверка устойчивости трубопровода против всплытия. Но дело в том, что после сооружения подводного перехода трубопровода к нему присоединяют береговые участки магистрального трубопровода, вследствие чего на него начинает воздействовать продольное усилие, которое определяется температурным перепадом, а во время испытаний и после введения трубопровода в эксплуатацию и изменением давления. Поэтому проведение проверки трубопровода на устойчивость от продольных сил считается необходимой составляющей при проектировании подводного перехода трубопровода.

Целью работы является разработка методики определения критического продольного сжимающего усилия непосредственно для подводных переходов трубопроводов, которое может вызвать прогиб оси трубопровода в виде арочного выброса.

В работе подробно описан вывод формулы для определения критического продольного сжимающего усилия, приведен пример расчета критического сжимающего усилия для заданных условий.

Abstract. For the engineer-pipeliner it is very important to keep a steady condition of the underwater pipeline in the course of installation and operation.

The steady condition of the underwater pipeline is understood as such state at which it will be in rest in advance set (design) situation at the most adverse combination of the loadings seeking to bring it out of this situation. Such loads include Archimedes buoyancy force, horizontal and vertical components of the hydrodynamic flow impact, the elastic force of the pipeline and other. The greatest interest for the engineer-pipeliner is represented by the compressing longitudinal forces arising at change of temperature condition or pressure of the pumped-over product.

Calculation of underwater crossing of the pipeline to stability from influence of longitudinal forces doesn't occur in the specifications and technical

documentation, and there is only a check of stability of the pipeline against emersion.

But the matter is that after a construction of underwater transition of the pipeline attach landfall wet section of the main pipeline owing to what the longitudinal effort which is defined by temperature difference, and during tests and after introduction of the pipeline to operation and change of pressure starts influencing it to it. Therefore carrying out check of the pipeline on stability from longitudinal forces is considered a necessary component at design of underwater crossing of the pipeline.

The aim of this paper is to develop a methodology for determining the critical longitudinal compressive force directly to submerged crossings, which can cause deflection of the pipe axis in the form of arch ejection.

In this paper the formula conclusion for definition of the critical longitudinal compressive force is in detail described, the example of calculation of the critical compressive force for the set conditions is given.

Ключевые слова: подводный трубопровод, устойчивое состояние, продольное сжимающее усилие, арочный выброс, методика расчета.

Key words: the underwater pipeline, a steady state, the longitudinal compressive force, arch ejection, calculation methods.

Следует начать с определения устойчивого состояния подводного трубопровода. Согласно [4], под устойчивым состоянием подводного трубопровода понимается такое состояние, при котором он будет находиться в покое в заранее заданном (проектном) положении при самой неблагоприятной комбинации нагрузок, стремящихся вывести его из этого положения. К таким нагрузкам можно отнести выталкивающую Архимедову силу, горизонтальную и вертикальную составляющие гидродинамического воздействия потока, силы упругости трубопровода и др.

В процессе испытания трубопроводов с целью выявления максимального количества дефектов и характера работоспособности трубопроводной системы в целом необходимо создать в материале трубы весь комплекс усилий и воздействий, которые могут возникать в результате эксплуатации.

В настоящее время в процессе испытания регламентировано только значение внутреннего давления, но это в недостаточной степени отражает период эксплуатации, так как при этом не учитывается такой из основных факторов, как температурный перепад. Зачастую перепад температур при испытании не соответствует максимальному температурному перепаду в процессе эксплуатации.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что кроме величины внутреннего давления при испытании должно регламентироваться значение перепада температур, а это в комплексе определяет продольное усилие, то есть встает косвенно задача учета устойчивости трубопровода при испытании, хотя с другой стороны продольное усилие и прочность материала тоже взаимосвязаны. Но в процессе испытания необходимо знать максимально допустимую величину продольного усилия, которую можно создать.

Рекомендуется продольное усилие ограничить критическим продольным усилием, исходя из условия общей устойчивости трубопровода в продольном направлении[5]:

$$S \leq \frac{m}{1,1} \cdot N_{кр}, \quad (1)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н.

Общеизвестны три научные методики расчета критического продольного усилия в упругоизогнутом подземном трубопроводе: метод Бородавкина Петра Петровича [3], Айнбиндера Александра Бенционовича [1] и Ясина Эммануила Моисеевича [6].

Для подводных переходов трубопроводов можно отталкиваться от существующих методик проверки условия устойчивости для подземных трубопроводов, учитывая некоторые особенности прокладки подводного перехода трубопровода:

- на всем участке подводного перехода на трубопровод действует выталкивающая «архимедова» сила;
- характеристики грунта определяются с учетом 100%-ой влажности;
- на грунт, также как и на сам трубопровод с балластировкой, действует выталкивающая «архимедова» сила, то есть он является взвешенным в воде;
- на подводный переход трубопровода действует эквивалентное продольное усилие, которое отличается от продольного усилия на прямолинейном участке магистрального трубопровода (береговые участки) на некоторую величину, определяемую компенсирующей способностью упругоизогнутого участка трубопровода.

Возможные схемы потери продольной устойчивости трубопровода на участке подводного перехода изображены на рисунке 1.

В нормативно-технической документации не встречается расчет подводного перехода трубопровода на устойчивость от воздействия продольных усилий, а имеется только проверка устойчивости трубопровода против всплытия. Но дело в том, что после сооружения подводного перехода трубопровода к нему присоединяют береговые участки магистрального трубопровода, вследствие чего на него начинает воздействовать продольное усилие, которое определяется температурным перепадом, а во время испытаний и после введения трубопровода в эксплуатацию и изменением давления. Поэтому проведение проверки

трубопровода на устойчивость от продольных усилий считается необходимой составляющей при проектировании подводного перехода трубопровода. На рисунке 2 представлена схема подводного перехода трубопровода, где N – продольное сжимающее усилие, l – длина подводного перехода, q – равномерно распределенная нагрузка, действующая на трубопровод.

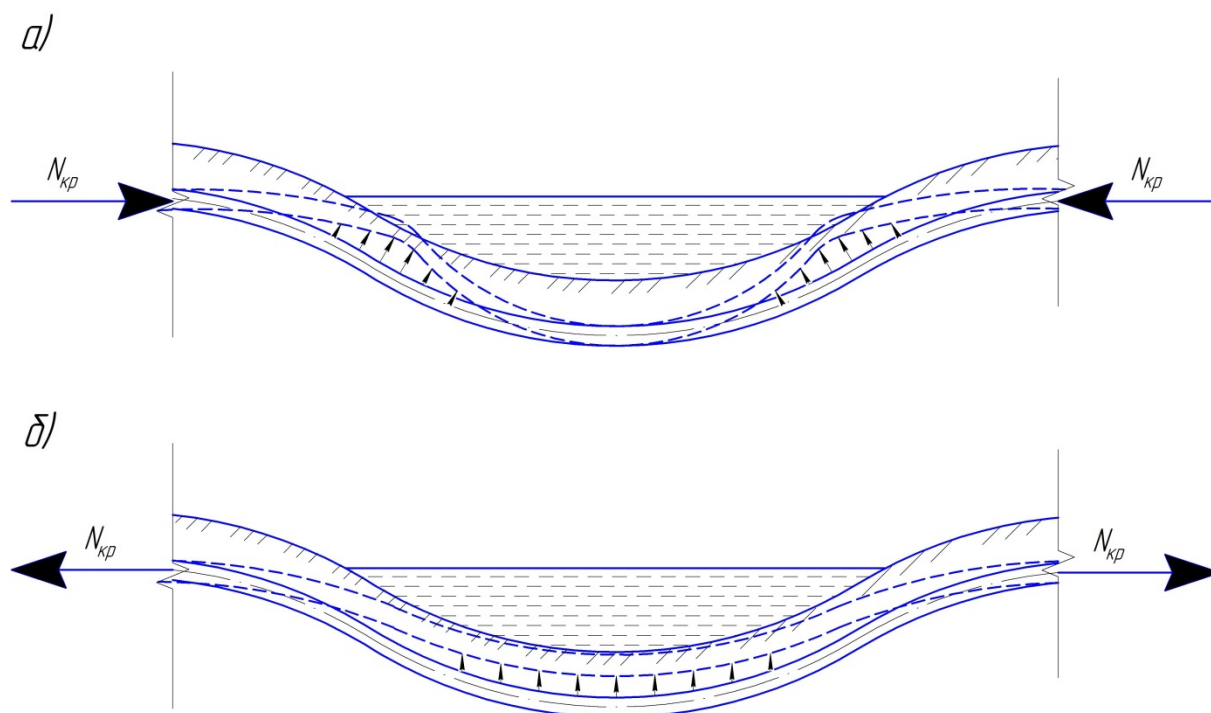


Рисунок 1. Возможные схемы выхода трубопровода на участке подводного перехода из проектных отметок под воздействием критических продольных сжимающих (а) и растягивающих (б) усилий

Наибольший интерес для нас представляет сжимающее продольное усилие, возникающее при изменении температурного режима или давления перекачиваемого продукта.

Рассмотрим разработанную авторами методику определения критического продольного сжимающего усилия непосредственно для подводных переходов трубопроводов, которое может вызвать прогиб оси трубопровода в виде арочного выброса.

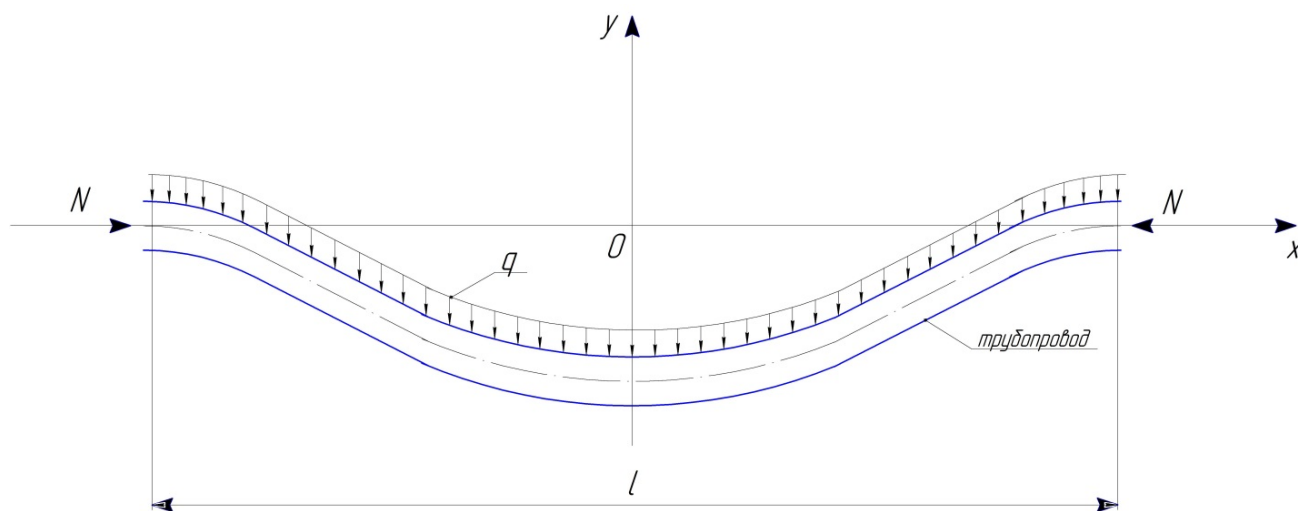


Рисунок 2. Схема подводного перехода трубопровода

При достижении сжимающим усилием критической величины положение трубопровода становится неустойчивым. В ходе изгиба на определенном участке достигается состояние пластического течения грунта засыпки.

Дифференциальное уравнение изогнутой оси трубопровода на этом участке описывается следующей зависимостью [2]:

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} - N \frac{d^2 y}{dx^2} = -q, \quad (2)$$

где E – модуль упругости материала трубы;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы;

N – продольное сжимающее усилие;

$y = f(x)$ – уравнение продольной оси трубопровода;

q – равномерно распределенная нагрузка, действующая на трубопровод.

Задавшись искривлением продольной оси трубопровода, определим при каком значении осевого сжимающего усилия $N_{кр}$ такое искривление возможно (рисунок 3).

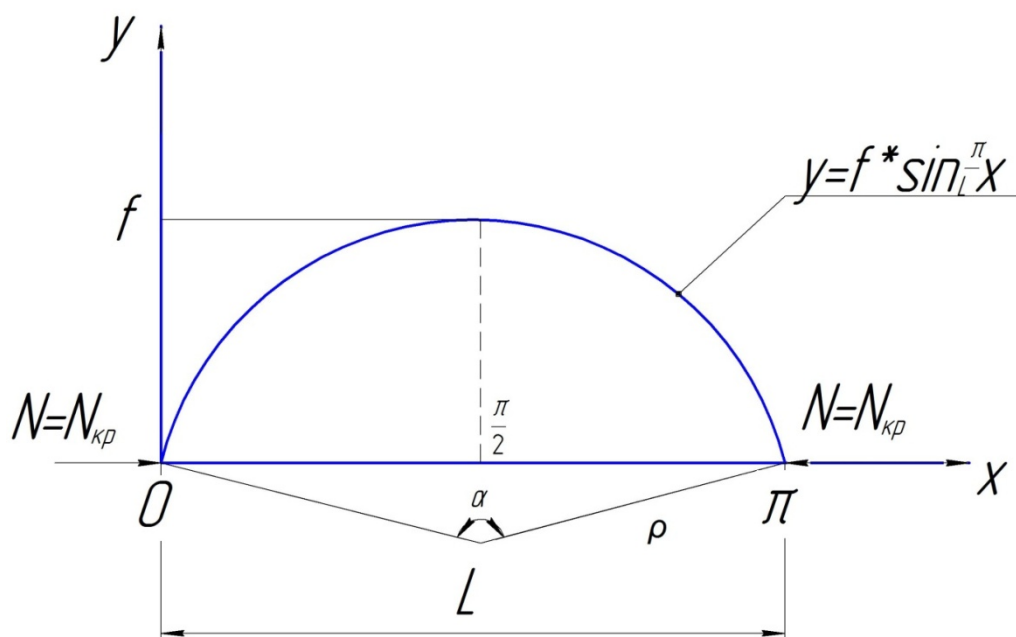


Рисунок 3. Расчетная схема искривления продольной оси трубопровода от действия осевого сжимающего усилия

Значению критического сжимающего усилия соответствует изгиб трубопровода по синусоиде с одной полуволной:

$$y = f \cdot \sin \frac{\pi}{L} \cdot x, \quad (3)$$

где f – амплитуда волны прогиба;

L – длина волны прогиба.

Преобразуем уравнение (2) с учетом уравнения (3) для наивысшей (критической) точки искривления оси трубопровода при $x = \frac{\pi}{2} = \frac{L}{2}$ (другими словами, для максимального прогиба оси трубопровода, при котором происходит потеря продольной устойчивости).

Получим следующее условие равновесия на амплитудном сечении:

$$EJ \cdot f \cdot \frac{\pi^4}{L^4} + N \cdot f \cdot \frac{\pi^2}{L^2} + q = 0. \quad (4)$$

Зная, что кривизна на декартовой плоскости определяется по известной формуле:

$$k(x) = \frac{|y''|}{\left[1 + (y')^2\right]^{\frac{3}{2}}}, \quad (5)$$

найдем первую и вторую производные y для наивысшей (критической) точки искривления оси трубопровода при $x = \frac{\pi}{2} = \frac{L}{2}$.

Получаем следующее:

$$k(x) = \frac{\left| -f \cdot \frac{\pi^2}{L^2} \cdot \sin \frac{\pi}{L} x \right|}{\left[1 + \left(f \cdot \frac{\pi}{L} \cos \frac{\pi}{L} x \right)^2 \right]^{\frac{3}{2}}} = \frac{f \cdot \frac{\pi^2}{L^2} \cdot \sin \frac{\pi}{2}}{\left[1 + \left(f \cdot \frac{\pi}{L} \cos \frac{\pi}{2} \right)^2 \right]^{\frac{3}{2}}} = \frac{f \cdot \frac{\pi^2}{L^2}}{\left[1 + (0)^2 \right]^{\frac{3}{2}}} = \frac{f \cdot \pi^2}{L^2}. \quad (6)$$

Так как радиусом кривизны является величина, обратная кривизне кривой, тогда:

$$\rho = \frac{1}{k}. \quad (7)$$

Следовательно, используя (7), можем выразить радиус кривизны как:

$$k = \frac{1}{\rho} = \frac{f \cdot \pi^2}{L^2} \Rightarrow \rho = \frac{L^2}{f \cdot \pi^2}. \quad (8)$$

С учетом (8) равенство (4) в данном случае примет вид:

$$\frac{EJ}{f} \cdot \left(\frac{1}{\rho} \right)^2 + N \cdot \left(\frac{1}{\rho} \right) + q = 0. \quad (9)$$

Равенство (9) относительно радиуса изгиба можно решить с помощью квадратного уравнения вида:

$$ax^2 + bx + c = 0. \quad (10)$$

В нашем случае:

$$x = \frac{1}{\rho}; \quad a = \frac{EJ}{f}; \quad b = N; \quad c = q.$$

Примем дискриминант равным нулю, и представим это как потерю продольной устойчивости трубопровода от критического сжимающего усилия:

$$D = b^2 - 4ac = N^2 - 4 \cdot \frac{EI}{f} \cdot q = 0 \Rightarrow$$

$$N^2 = 4 \cdot \frac{EI}{f} \cdot q \Rightarrow$$

$$N = 2 \cdot \sqrt{\frac{EIq}{f}}.$$

Следовательно, значение критического сжимающего усилия равно:

$$N_{кр} = 2 \cdot \sqrt{\frac{EIq}{f}}. \quad (11)$$

Рассмотрим следующие интерпретации формулы (11).

Формулу (11) можно интерпретировать путем раскрытия множителя f по формуле (8):

$$\rho = \frac{L^2}{f \cdot \pi^2} \Rightarrow f = \frac{L^2}{\rho \cdot \pi^2}. \quad (12)$$

Подставляя формулу (12) в (11), получаем:

$$N_{кр} = \sqrt{\frac{4\pi^2 \cdot EIq\rho}{L^2}} = 2 \frac{\pi}{L} \cdot \sqrt{EIq\rho}. \quad (13)$$

В данной формуле учитывается значение радиуса упругого изгиба с постоянным значением.

Из рисунка 3 можем определить прогиб f как:

$$f = \rho \left(1 - \cos \frac{\alpha}{2} \right). \quad (14)$$

Подставляем значение прогиба (14) в формулу (11) и получаем:

$$N_{кр} = 2 \sqrt{\frac{EIq}{\rho \left(1 - \cos \frac{\alpha}{2}\right)}}. \quad (15)$$

Преобразуем формулу (15), представив осевой момент инерции I как

$$I = 0,4 \cdot \delta_n \cdot D_n^3, \quad (16)$$

и радиус кривизны ρ как

$$\rho = 1000 \cdot D_n, \quad (17)$$

где δ_n – толщина стенки трубопровода, м;

D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

Получаем формулу вида:

$$N_{кр} = 2 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot 0,4 \cdot \delta_n \cdot D_n^3 \cdot q}{1000 \cdot D_n \cdot \left(1 - \cos \frac{\alpha}{2}\right)}} \Rightarrow N_{кр} = 0,04 \cdot D_n \sqrt{\frac{E \cdot \delta_n \cdot q}{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}}. \quad (18)$$

Рассмотрим примеры расчета по полученным формулам (11), (13), (15), (18) критического продольного сжимающего усилия, вызывающего прогиб оси трубопровода в виде арочного выброса, для подводного перехода газопровода со следующими характеристиками: категория трубопровода – I, район прокладки – Ленинградская область, $D_n = 1020 \text{ мм}$, $\delta_n = 14 \text{ мм}$, $p = 6,3 \text{ МПа}$, грунт засыпки – песок:

$$N_{кр} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,6 \cdot 10^{-3} \cdot 10025,5}{8,546}} = 2,327 \text{ МН};$$

$$N_{кр} = 2 \cdot \frac{3,14}{293,16} \sqrt{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,6 \cdot 10^{-3} \cdot 10025,5 \cdot 1020} = 2,327 \text{ МН};$$

$$N_{кр} = 2 \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,6 \cdot 10^{-3} \cdot 10025,5}{1020 \cdot (1 - \cos 15/2)}} = 2,302 \text{ МН};$$

$$N_{кр} = 0,04 \cdot 1,02 \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,014 \cdot 10025,5}{1 - \cos 15/2}} = 2,372 \text{ МН}.$$

Выводы

В результате изучения и анализа литературы по продольной устойчивости трубопровода было установлено, что методика расчета подводного трубопровода на продольную устойчивость от воздействия продольных усилий отсутствует. В связи с этим авторами была разработана методика расчета критического продольного сжимающего усилия для участков подводных переходов трубопроводов, которое может вызвать потерю продольной устойчивости в виде арочного выброса. Также были представлены три интерпретации предложенной формулы критического продольного сжимающего усилия в зависимости от исходных данных.

Актуальность разработанной методики не вызывает сомнений, поскольку на сегодняшний день выход трубопровода из устойчивого состояния и, как следствие, аварийные ситуации составляют высокой процент от всех проблем, возникающих при монтаже и эксплуатации подводных переходов трубопроводов.

Список используемых источников

- 1 Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. М: Недра, 1991. 288 с.
- 2 Беляев Н.М. Сопротивление материалов. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1976. 608с.
- 3 Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. М.: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. 480 с.
- 4 Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1979. 415 с.

5 СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Утвержден: Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству, 2012. 97 с.

6 Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1967. 120 с.

References

1 Ajnbinder A. B. Raschet magistral'nyh i promyslovyh truboprovodov na prochnost' i ustojchivost': Spravochnoe posobie. M: Nedra, 1991. 288 s. [in Russian].

2 Beljaev N.M. Soprotivlenie materialov. Glavnaja redaktsija fiziko-matematicheskoy literatury izd-va «Nauka», 1976 g. 608 s. [in Russian].

3 Borodavkin P. P. Podzemnye magistral'nye truboprovody. M.: ООО «Izdatel'stvo «Enerdzhi Press», 2011. 480 s. [in Russian].

4 Borodavkin P.P., Berezin V.L., Shadrin O.B. Podvodnye truboprovody. M.: Nedra, 1979. 415 s. [in Russian].

5 SP 36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaja redaktsija SNiP 2.05.06-85*. Utverzhdn: Federal'noe agentstvo po stroitel'stvu i zhilischno-kommunal'nomu hozjajstvu, 2012. 97 s. [in Russian].

6 Jasin E.M., Chernikin V.I. Ustojchivost' podzemnyh truboprovodov. M.: Nedra, 1967. 120 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Кожаева К.В., аспирант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

K.V. Kozhaeva, Post-Graduate Student of the Chair “Construction and Repair of Gas and Oil Pipelines and Gas and Oil Storages”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: msjealous@mail.ru

Мустафин Ф.М., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

F.M. Mustafin, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair “Construction and Repair of Gas and Oil pipelines and Gas and Oil Storages”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: st@rusoil.net

Быков Л.И., д-р техн. наук, профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

L.I. Bikov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair “Construction and Repair of Gas and Oil pipelines and Gas and Oil Storages”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Файзуллин С.М., канд. техн. наук, доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

S.M. Faizullin, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair “Construction and Repair of Gas and Oil pipelines and Gas and Oil Storages”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation