

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 1 (135). С. 66-77. ISSN 1998-8443 (print)

Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2022. Issue 1 (135). P. 66-77. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 622.692.4.07

doi: 10.17122/ntj-oil-2022-1-66-77

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОДОЛЬНОГО УСИЛИЯ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ БАЛЛАСТИРОВКИ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА

Ксения Валерьевна Кожаева¹, Роберт Ришатович Жданов²,
Хасан Ахметзиевич Азметов³

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

¹msjealous@mail.ru

²zhdanov-robert@mail.ru

³azmetov1939@yandex.ru

Автор, ответственный за переписку: Ксения Валерьевна Кожаева, msjealous@mail.ru

Аннотация. Трубопроводная система нефтегазовой отрасли представляет собой разветвленную сеть, предназначенную для поставок углеводородного сырья от мест добычи до мест переработки и потребления. Трубопроводы нефтегазовой отрасли пересекают множество рек и водоемов. В основном эти пересечения осуществляются строительством подводных переходов. Подводным переходам предъявляются повышенные требования по обеспечению надежной эксплуатации, что обусловлено повышенными материальным и экологическим ущербом в случае возникновения аварий. Анализ аварий подводных переходов показывает, что часто отказы переходов вызваны несоответствием интенсивности балластировки условиям их прокладки и эксплуатации.

Наличие кривизны продольной оси трубопровода и продольных усилий в трубопроводе, возникающих при строительстве и в процессе эксплуатации существенно влияют на устойчивость положения (против всплытия) подводного трубопровода. В связи с этим возникает необходимость провести анализ влияния продольных усилий на интенсивность балластировки подводного трубопровода, имеющего кривизну продольной оси.

Свод правил СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» предусматривает определение интенсивности балластировки с учетом упругого изгиба трубопровода.

Продольное усилие в указанном своде правил не учитывается. Вместе с тем в ряде случаев продольные усилия могут достигать значительных величин и привести к потерям устойчивости подводного трубопровода.

Цель работы - оценка влияния продольных растягивающих и сжимающих усилий в подводном трубопроводе на интенсивность их балластировки.

Проведен анализ влияния продольных усилий на необходимую интенсивность балластировки подводного трубопровода, уложенного с начальной кривизной продольной оси.

Ключевые слова: трубопровод, продольное растягивающее и сжимающее усилие, интенсивность балластировки, температурный перепад, механическое напряжение, прочность труб

Для цитирования: Кожаева К. В., Жданов Р. Р., Азметов Х. А. Исследование влияния продольного усилия на интенсивность балластировки подводного трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022 Вып. 1 (135), С. 66-77. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-1-66-77>.

Original article

RESEARCH OF LONGITUDINAL FORCE EFFECT ON UNDERWATER PIPELINE BALLASTING INTENSITY

Ksenia V. Kozhaeva¹, Robert R. Zhdanov², Khasan A. Azmetov³

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

¹msjealous@mail.ru

²zhdanov-robert@mail.ru

³azmetov1939@yandex.ru

Corresponding author: **Ksenia V. Kozhaeva**, msjealous@mail.ru

Abstract. The pipeline system of the oil and gas industry is an extensive network designed for supplying hydrocarbons from production sites to processing and consumption sites.

Oil and gas pipelines cross a lot of rivers and bodies of water. Basically, these crossings are carried out by the construction of underwater lines.

Underwater lines are given increased requirements to ensure reliable operation in order to avoid significant material and environmental damage in the event of accidents.

Analysis of underwater lines accidents shows that lines failures are often caused by non-conformity of ballasting intensity to conditions of their laying and operation.

The curvature of the longitudinal axis of pipeline and the longitudinal forces in the pipeline arising during construction and during operation significantly affect the stability of the position (against floating) of the underwater pipeline. In this regard, it is necessary to analyze the effect of longitudinal forces on the ballasting intensity of underwater pipeline having a curvature of the longitudinal axis.

The set of rules SP 36.13330.2012 «Trunk pipelines» provides for the determination of ballasting intensity taking into account the elastic bending of the pipeline. Longitudinal force is not taken into account in the specified set of rules. However, in some cases longitudinal forces can reach significant values and lead to losses of stability of the underwater pipeline.

Aim of research is assessment of the effect of longitudinal tensile and compressive forces in the underwater pipeline on their ballasting intensity.

Analysis of the influence of longitudinal forces on required intensity of underwater pipeline ballasting laid with initial curvature of longitudinal axis is carried out.

Keywords: underwater pipeline, longitudinal tensile and compressive force, ballasting intensity, temperature difference, mechanical stress, pipe strength

For citation: Kozhaeva K. V., Zhdanov R. R., Azmetov Kh. A. Issledovaniye vliyaniya prodol'nogo usiliya na intensivnost' ballastirovki podvodnogo truboprovoda. [Research of Longitudinal Force Effect on Underwater Pipeline Ballasting Intensity]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2022, 1 (135), pp. 66-77. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-1-66-77>.

Подводные переходы трубопроводных систем нефтегазовой отрасли сооружаются в сложных условиях, во всех климатических и географических зонах страны. Подводные трубопроводы испытывают кроме эксплуатационных нагрузок усилия из-за русловых и пойменных процессов на реках [1-8].

Негативное влияние этих факторов в ряде случаев усугубляется недостаточным заглублением труб и необеспеченным прилеганием трубопровода ко дну траншеи по всей

длине при его укладке. Такая укладка с отсутствием прилегания, прежде всего, происходит из-за неточного определения интенсивности балластировки на криволинейных участках без учета продольного усилия, действующего в трубопроводе. Продольное усилие растяжения возникает в процессе строительства перехода и может быть вычислено по рекомендациям работ [9-12].

В процессе эксплуатации в зависимости от температуры перекачиваемого продук-

та суммарное продольное усилие в трубопроводе может либо оставаться растягивающим, либо быть равным нулю, либо станет сжимающим.

С целью выяснения основ влияния продольного усилия, действующего в подводном трубопроводе на интенсивность балластировки, исследована симметричная вогнутая схема подводного трубопровода. Высотные отметки краев вогнутого участка равны между собой, и наибольший прогиб находится посередине изогнутого участка. Под действием равномерно распределенного, вертикально направленного усилия на изогнутом участке трубопровод прогибается с наибольшим заданным прогибом v_{max} .

Путем решения задачи продольно-поперечного изгиба трубопровода с учетом [13, 14] получены зависимости интенсивности балластировки от сжимающего и растягивающего продольных усилий, а также при равенстве нулю этого усилия.

Суммарный вес трубопровода единичной длины q с продуктом и балластом (пригрузом) с учетом выталкивающей силы воды определяется по формуле

$$q = \bar{q} \cdot \frac{v_{max}}{l^4} \cdot E \cdot I, \quad (1)$$

где \bar{q} – безразмерный параметр, определяемый в зависимости от знака продольного усилия;

l – половина протяженности изогнутого участка подводного трубопровода;

I – момент инерции поперечного сечения трубы;

E – модуль упругости металла трубы.

При действии в трубопроводе продольного растягивающего усилия параметр \bar{q} вычисляется по формуле

$$\bar{q} = \frac{2 \cdot a^3 \cdot sha}{a sha - 2(cha - 1)}, \quad (2)$$

$$\text{где } a = \left(\frac{N}{E \cdot I} \right)^{0,5} \cdot l; \quad (3)$$

N – продольное растягивающее усилие, определяемое как сумма остаточного усилия после укладки трубопровода, при которой свариваются захлесты, и усилия, возникающего в процессе эксплуатации в зависимости от температурного перепада в металле труб и рабочего давления [1, 12].

При действии в трубопроводе продольного сжимающего усилия

$$\bar{q} = \frac{2 \cdot a^3 \cdot \sin a}{2 \cdot (1 - \cos a) - a \cdot \sin a}. \quad (4)$$

Здесь параметр a определяется по (3), где N – продольное сжимающее усилие, определяемое с учетом продольных усилий, возникающих при строительстве и эксплуатации.

При $N = 0$ имеем $\bar{q} = 24$.

Величина нормативной интенсивности равномерной по длине балластировки – вес на воздухе, приходящийся на единицу длины трубопровода, определяется из условия

$$q_{бал}^H = \frac{1}{n_{\delta}} \cdot (k_{н.в} \cdot q_{в} + q - q_{т}), \quad (5)$$

где n_{δ} – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый в соответствии с требованиями выше указанного свода правил [18];

$k_{н.в}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый в соответствии с требованиями [18];

q – вес трубопровода единичной длины с продуктом и пригрузом с учетом выталкивающей силы воды, определяемый по формуле (1), где

$$q = q_T + q_{\text{бал}} - q_B;$$

q_T – расчетная нагрузка от массы трубопровода и веса продукта в полости трубопровода на воздухе;

$q_{\text{бал}}$ – расчетная нагрузка от массы балластирования (пригруза) на воздухе;

q_B – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на балластированный трубопровод.

Эффективная эксплуатация подводного трубопровода с обеспечением его надежности и безопасности [15] зависит также от уровня суммарных максимальных продольных напряжений и кольцевых напряжений [16, 17]. Проверка прочности подводного трубопровода при эксплуатации проводится в соответствии с требованиями [18, 19]. Следует учесть, что при стремлении достижения прилегания трубопровода по всей его длине ко дну траншеи с применением повышенной интенсивности пригрузов на пересеченных участках могут возникать чрезмерные напряжения изгиба. С целью исключения появления таких высоких напряжений необходимо иметь расчетные формулы для определения указанных напряжений изгиба.

В зависимости от интенсивности балластирования для рассматриваемого нами подводного перехода, для определения изгибающего момента M в сечении максимального прогиба, получена расчетная формула в виде

$$M = \bar{M} \cdot q \cdot l^2, \quad (6)$$

где \bar{M} – безразмерный параметр, определяемый в зависимости от знака продольного усилия в трубопроводе.

При действии продольного растягивающего усилия

$$\bar{M} = \frac{1}{a} \cdot \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\text{sh } a} \right). \quad (7)$$

При действии продольного сжимающего усилия

$$\bar{M} = \frac{1}{a^2} \cdot \left(\frac{a}{\sin a} - 1 \right). \quad (8)$$

При равенстве нулю продольного усилия $\bar{M} = 0,1667$.

Напряжение изгиба

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{M}{W'} \quad (9)$$

где W' – момент сопротивления поперечного сечения трубы.

На конкретных примерах покажем влияние продольных усилий в трубопроводе на интенсивность балластирования.

На рисунках 1 и 2 приведены зависимости q для продольного сжимающего и растягивающего усилий для различных диаметров труб при $\frac{v_{\text{max}}}{l} = 0,01$ и $l = 25$ м.

Наличие продольного сжимающего усилия и его увеличение приводит к снижению расчетной необходимой интенсивности q . При увеличении продольного сжимающего усилия от нуля до $5 \cdot 10^5$ кгс необходимая интенсивность балластирования снижается от 1,1 до 7,0 раз для анализируемых вариантов трубопроводов.

Так, например, для подводного трубопровода $\varnothing 377 \times 9$ мм при сжимающем продольном усилии $N \geq 5,8 \cdot 10^4$ кгс расчетная необходимая интенсивность $q = 0$.

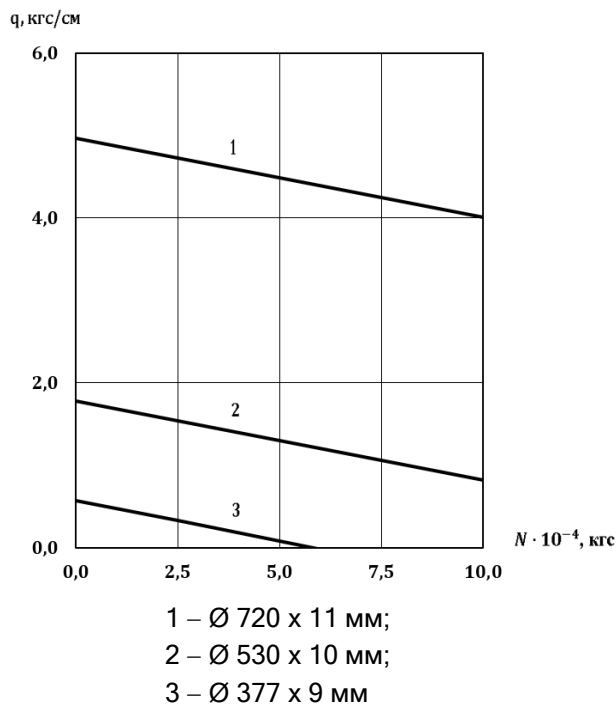


Рисунок 1. Зависимости q от продольного сжимающего усилия для различных диаметров трубопровода при $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ и $l = 25$ м

Figure 1. Dependences of q on the longitudinal compressive force for various pipeline diameters at $\frac{v_{max}}{l} = 0.01$ and $l = 25$ m

При действии продольного растягивающего усилия необходимая интенсивность повышается по сравнению с вариантом, когда продольное усилие равно нулю. Для анализируемых примеров повышение интенсивности балластировки составляет от 1,1 до 1,8 раза при увеличении растягивающего продольного усилия от нуля до $5 \cdot 10^5$ кгс.

Количественное влияние продольного усилия на интенсивность балластировки зависит от диаметра труб. При равенстве этого усилия для всех диаметров трубопроводов с уменьшением диаметра труб это влияние повышается.

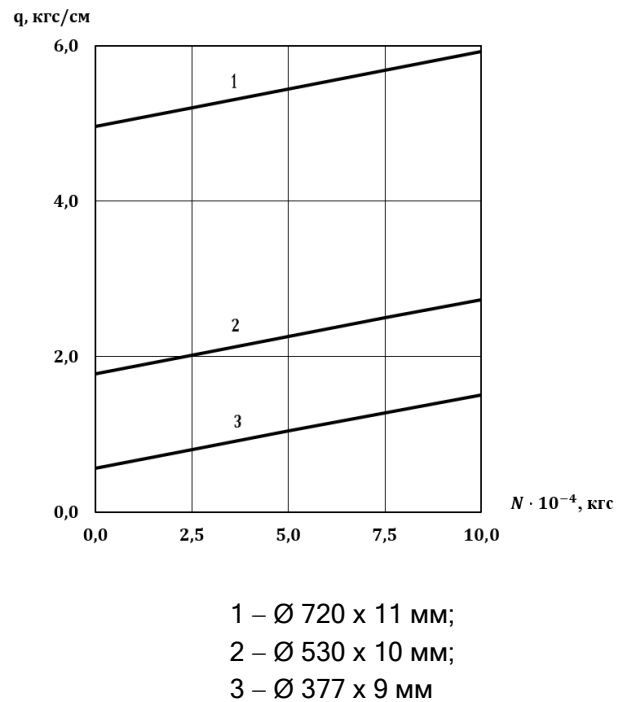


Рисунок 2. Зависимости q от продольного растягивающего усилия для различных диаметров трубопровода при $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ и $l = 25$ м

Figure 2. Dependences of q on the longitudinal tensile force for various pipeline diameters at $\frac{v_{max}}{l} = 0.01$ and $l = 25$ m

С целью обеспечения устойчивости проектного положения подводного трубопровода в процессе его длительной эксплуатации необходимо анализировать наихудший возможный вариант за указанный период времени с точки зрения обеспечения устойчивости.

Что касается влияния продольных усилий, следует рассмотреть, возможно ли возникновение продольных растягивающих усилий, и определить значение этого усилия для анализа его влияния на необходимую балластировку трубопровода по приведенным в данной работе расчетным формулам.

Повышение величины необходимой интенсивности балластировки при действии в трубопроводе продольного растягивающего усилия для исследуемого подводного перехода обусловлено следующим.

На вогнутом участке трубопровода продольное растягивающее усилие стремится выпрямлять этот участок с его перемещением вверх, и для преодоления этого усилия необходимо применение дополнительного балласта. Это особенно ярко проявляется в процессе укладки трубопровода с появлением высоких растягивающих усилий.

При действии продольного сжимающего усилия на вогнутом участке происходит прижатие этим усилием трубопровода ко дну траншеи, и это приводит к уменьшению необходимой интенсивности балластировки.

На рисунках 3 и 4 приведены зависимости продольных напряжений (суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$ и напряжения изгиба $\sigma_{и}$) в стенке трубы в сечении его наибольшего прогиба. Здесь σ_i обозначает $\sigma_{пр}$ и $\sigma_{и}$.

Суммарные продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = 0,3 \cdot \sigma_{кц} + \sigma_N \pm \sigma_{и}, \quad (10)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от действия рабочего давления;

σ_N – продольное напряжение от действия расчетного продольного усилия N_p , вычисляемое по формуле

$$\sigma_N = \frac{N_p}{F}. \quad (11)$$

Расчетное продольное усилие

$$N_p = N + 0,2 \cdot \sigma_{кц} \cdot F, \quad (12)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы.

При действии в трубопроводе продольного сжимающего усилия в выражении (12) усилие N берется со знаком минус, а N_p может иметь знак минус или плюс.

В зависимости от этого напряжение σ_N в (10) может иметь знак минус или плюс. При действии продольного растягивающего усилия в (12) усилие N имеет знак плюс и напряжение σ_N также будет со знаком плюс.

Для расчетов рабочее давление в подводном трубопроводе принято равным 3 МПа.

Значения $\sigma_{пр}$ при построении рисунков 3 и 4 приняты наибольшие по абсолютной величине.

Некоторые особенности изменения $\sigma_{пр}$ на рисунке 4 объясняются изложенными закономерностями изменения σ_N .

Проведенные нами расчеты и зависимости на рисунках 3 и 4 показали, что продольные напряжения в ряде случаев достигают величин, влияющих на надежность трубопроводов [16], и при проектировании и строительстве эти напряжения должны являться значимыми параметрами, с учетом которых принимаются технические и технологические решения.

В таблицах 1-3 приведены в качестве примера зависимости необходимой интенсивности q для подводного трубопровода $\varnothing 530 \times 10$ мм при $l = 25$ м от $\frac{v_{max}}{l}$ и продольного усилия.

Отметим, что увеличение $\frac{v_{max}}{l}$ для заданного значения l соответствует уменьшению радиуса упругого изгиба трубопровода при его укладке по профилю траншеи подводного перехода.

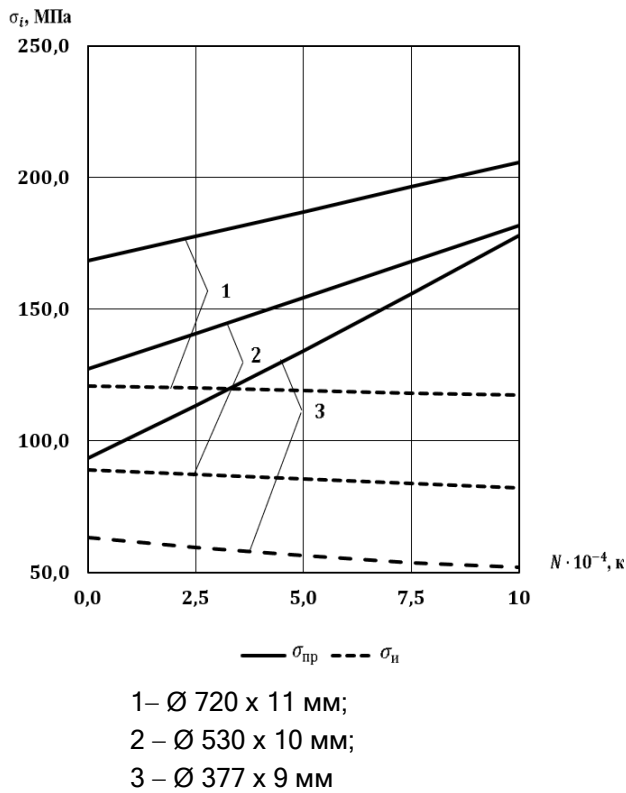


Рисунок 3. Зависимости напряжений σ_{pp} и σ_H от продольного растягивающего усилия для различных диаметров трубопровода

при $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ и $l = 25$ м

Figure 3. Dependences of stresses σ_{pp} and σ_H on the longitudinal tensile force for various pipeline diameters at $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ and $l = 25$ м

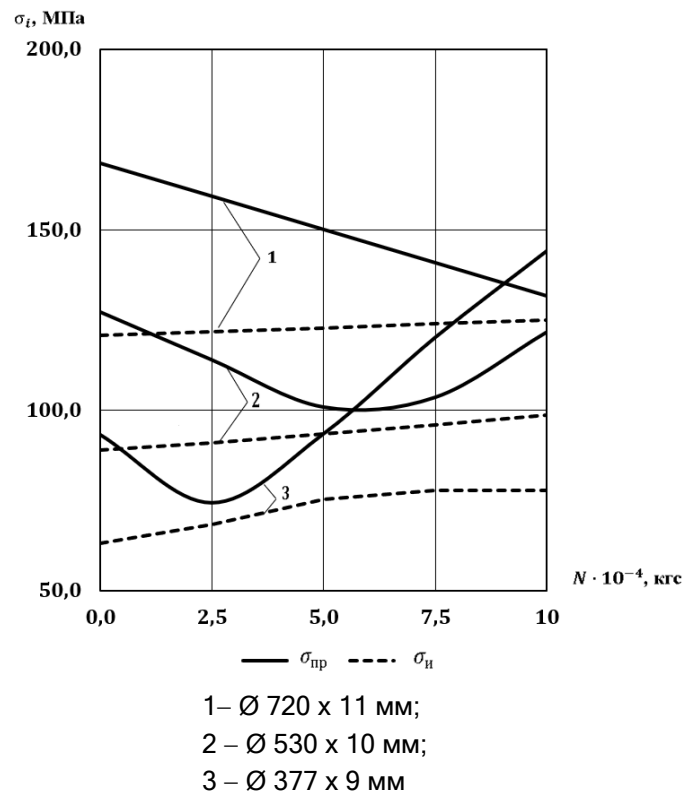


Рисунок 4. Зависимости напряжений σ_{pp} и σ_H от продольного сжимающего усилия для различных диаметров трубопровода

при $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ и $l = 25$ м

Figure 4. Dependences of stresses σ_{pp} and σ_H on the longitudinal compressive force for various pipeline diameters at $\frac{v_{max}}{l} = 0,01$ and $l = 25$ м

Уменьшение радиуса упругого изгиба приводит к повышению напряжений изгиба.

С учетом существенного влияния $\frac{v_{max}}{l}$ на уровень напряжений изгиба и на интенсивность балластировки, значения наиболь-

шего прогиба v_{max} и протяженность изогнутого участка трубопровода должны приниматься на основе расчетов на прочность с учетом необходимой интенсивности балластировки.

Таблица 1. Зависимость q от $\frac{v_{max}}{l}$ при разных значениях продольного сжимающего усилия N для трубопровода $\varnothing 530 \times 10$ мм

Table 1. Dependence of q on $\frac{v_{max}}{l}$ at different values of the longitudinal compressive force N for a pipeline $\varnothing 530 \times 10$ mm

$\frac{v_{max}}{l}$	0,005	0,010	0,015	0,020	0,025
$N = 2,5 \cdot 10^4$ кгс					
q , кгс/см	0,7707	1,5414	2,3121	3,0828	3,8535
$N = 10^5$ кгс					
q , кгс/см	0,4076	0,8152	1,2229	1,6305	2,0381

Таблица 2. Зависимость q от $\frac{v_{max}}{l}$ при $N = 0$ для трубопровода $\varnothing 530 \times 10$ мм

Table 2. Dependence of q on $\frac{v_{max}}{l}$ at $N = 0$ for pipeline $\varnothing 530 \times 10$ mm

$\frac{v_{max}}{l}$	0,005	0,010	0,015	0,020	0,025
q , кгс/см	0,8909	1,7818	2,6727	3,5636	4,4545

Таблица 3. Зависимость q от $\frac{v_{max}}{l}$ при разных значениях продольного растягивающего усилия N для трубопровода $\varnothing 530 \times 10$ мм

Table 3. Dependence of q on $\frac{v_{max}}{l}$ on at different values of the longitudinal tensile force N for a pipeline $\varnothing 530 \times 10$ mm

$\frac{v_{max}}{l}$	0,005	0,010	0,015	0,020	0,025
$N = 2,5 \cdot 10^4$ кгс					
q , кгс/см	1,0107	2,0214	3,0321	4,0428	5,0536
$N = 10^5$ кгс					
q , кгс/см	1,3680	2,7361	4,1040	5,4722	6,8401

Применение изложенных положений в практике проектирования и строительства подводных переходов трубопроводов позволяет обеспечивать устойчивость их положения (против всплытия), прочность и безопасность эксплуатации трубопроводных систем нефтегазовой отрасли.

Выводы

1. Проведен анализ влияния продольного усилия на интенсивность балластировки подводного трубопровода, имеющего начальную кривизну продольной оси на вогнутом участке. Установлено существенное влияние продольного растягивающего усилия на повышение необходимой интенсивности балластировки с целью обеспечения устойчивости проектного

положения подводного трубопровода при его эксплуатации. Для проанализированных примеров повышение интенсивности балластировки при этом составляет до 1,8 раза. Наличие продольного сжимающего усилия приводит к значительному снижению необходимой интенсивности балластировки.

2. Проведено исследование влияния продольного усилия и необходимой с точки зрения устойчивости положения интенсивности балластировки на прочность трубопровода. Указано, что при определении интенсивности балластировки необходимо учесть требования по обеспечению прочности трубопровода. Приведены некоторые рекомендации по обеспечению устойчивости и прочности подводных трубопроводов нефтегазовой отрасли.

Список источников

1. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. М.: Недра, 1968. 304 с.
2. Левин С.И. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1970. 280 с.
3. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов. М.: Недра, 2003. 299 с.
4. 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.
5. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Ч. 1. Конструирование. М.: Недра, 2006. 555 с.
6. Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы. М.: Недра, 1973. 304 с.
7. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.
8. Азметов Х.А., Дудников Ю.В., Павлова З.Х. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов на переходах через естественные и искусственные препятствия. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. 280 с.
9. Забела К.А., Краснов В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. М.: Недра, 2001. 194 с.
10. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Поляков В.В., Велиюлин Э.И., Александров В.А. Осо-

References

1. Borodavkin P.P., Taran V.D. *Truboprovody v slozhnykh usloviyakh* [Pipelines in Difficult Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 304 p. [in Russian].
2. Levin S.I. *Podvodnye truboprovody* [Subsea Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 280 p. [in Russian].
3. 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].
4. 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 Crossings of Oil Pipelines]. *Truboprovodnyi transport nefti - Oil Pipeline Transportation*, 2000, No. 1, pp. 15-19. [in Russian].
5. Borodavkin P.P. *Morskie neftegazovye sooruzheniya. Ch. 1. Konstruirovaniye* [Offshore Oil and Gas Facilities. Part 1. Construction]. Moscow, Nedra Publ., 2006. 555 p. [in Russian].
6. Borodavkin P.P. *Podzemnye truboprovody* [Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 304 p. [in Russian].
7. Borodavkin P.P., Berezin V.L. *Sooruzhenie magistral'nykh truboprovodov* [Construction of Main Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 407 p. [in Russian].
8. Azmetov Kh.A., Dudnikov Yu.V., Pavlova Z.Kh.

бенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа // Территория «Нефтегаз». 2011. № 5. С. 72-75.

11. 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. 114 с.

12. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). М.: Недра, 1982. 384 с.

13. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных нефтепроводов. СПб.: Недра, 2005. 248 с.

14. Феодосьев В.И. Сопrotivление материалов. М.: Наука, 2010. 544 с.

15. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Григорьева Н.В., Павлова З.Х. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов путем оптимального размещения линейной запорной арматуры // Безопасность жизнедеятельности. 2008. № 3 (87). С. 44-46.

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

17. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. М.: Недра, 1986. 152 с.

18. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85. М.: Госстрой, 2013. 97 с.

19. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80. М.: Госстрой, 2013. 51 с.

Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh truboprovodov na perekhodakh cherez estestvennye i iskusstvennye prepyatstviya [Strength and Stability of Underground Pipelines at Crossings Through Natural and Artificial Obstacles]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 280 p. [in Russian].

9. Zabela K.A., Krasnov V.A., Moskvich V.M., Soshchenko A.E. *Bezopasnost' peresecheniya truboprovodami vodnykh pregrad* [Pipeline Safety at Crossing Water Barriers]. Moscow, Nedra Publ., 2001. 194 p. [in Russian].

10. 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].

11. Spektor Yu.I., Perezhogin Yu.D., Ratner A.G. *Zashchita razmyvaemykh uchastkov truboprovodov na podvodnykh perekhodakh cherez malye vodnye pregrady s pomoshch'yu gibkikh konstrukttsii 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].

12. Borodavkin P.P. *Podzemnye magistral'nye truboprovody (proektirovanie i stroitel'stvo)* [Underground Main Pipelines (Design and Construction)]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 384 p. [in Russian].

13. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh nefteprovodov* [Strength and Stability of Underground Oil Pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2005. 248 p. [in Russian].

14. Feodosev V.I. *Soprotivlenie materialov* [Strength of Materials]. Moscow, Nauka Publ., 2010. 544 p. [in Russian].

15. Gumerov A.G., Azmetov Kh.A., Grigoreva N.V., Pavlova Z.Kh. Obespechenie bezopasnoi ekspluatatsii magistral'nykh nefte- i nefteproduktoprovodov putem optimal'nogo razmeshcheniya lineinoi zapornoj armatury [Ensuring the Safe Operation of Main Oil and Oil Product Pipelines by Optimal Placement of Linear Shut-Off Valves]. *Bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti - Bezopasnost' Zhiznedeyatel'nosti*, 2008, No. 3 (87), pp. 44-46. [in Russian].

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

17. Zabela K.A. *Likvidatsiya avarii i remont podvodnykh truboprovodov* [Elimination of Accidents and Repair of Underwater Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 152 p. [in Russian].

18. СП 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP*

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].

19. 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].

Информация об авторах

• Кожаева Ксения Валерьевна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Проектирование
и строительство объектов нефтяной и газовой
промышленности»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
тел. (347) 242-08-14
e-mail: msjealous@mail.ru

• Жданов Роберт Ришатович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Проектирование
и строительство объектов нефтяной и газовой
промышленности»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
e-mail: zhdanov-robot@mail.ru

• Азметов Хасан Ахметзиевич, д-р техн. наук,
профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Проектирование
и строительство объектов нефтяной и газовой
промышленности»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

Information about the authors

• Kozhaeva Ksenia V., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Gas and Oil Pipelines
and Storage Facilities Construction and Repair
Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 242-08-14
e-mail: msjealous@mail.ru

• Zhdanov Robert R.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Gas and Oil Pipelines
and Storage Facilities Construction and Repair
Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: zhdanov-robot@mail.ru

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil Pipelines and Storage
Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 02.12.2021; одобрена после рецензирования 12.12.2021; принята к публикации 10.01.2022.

The article was submitted 02.12.2021; approved after reviewing 12.12.2021; accepted for publication 10.01.2022.