

УДК 539.1, 539.64

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО МОРСКОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ РАЗЖИЖЕНИЯ ГРУНТА И ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

© 2023 г. Р. М. Зарипов<sup>a,\*</sup>, Р. Б. Масалимов<sup>b,\*\*</sup>

<sup>a</sup>Институт механики им. Р.Р. Мавлютова – структурное подразделение УФИЦ РАН,  
Уфа, Россия

<sup>b</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

\*e-mail: rail.zaripov@gmail.com

\*\*e-mail: masalimovrb@mail.ru

Поступила в редакцию 01.09.2022 г.

После доработки 08.10.2022 г.

Принята к публикации 19.10.2022 г.

Представленная краткая информация о неожиданном всплытии двух ниток на подводном переходе через Байдарацкую губу на Ямале свидетельствует о том, что при разработке проектов не были проведены полные исследования, посвященные вопросам обеспечения прочности и устойчивости и сохранения в проектном положении газопроводов. Для выявления одной из основных причин всплытия поставлена и решена задача о напряженно-деформированном состоянии подводного участка морского газопровода с учетом частичного и полного обводнения грунта в отдельных подземных частях. Рассматриваемый подводный участок подводного газопровода в расчетной схеме условно делится на три части. В его средней части находится размытая оголенная часть, которая образуется вследствие разжижения и размыва грунта. К ней слева и справа примыкают подземные части. За математическую модель рассчитываемого участка газопровода принимается одномерная стержневая система в упругой среде, состоящая из криволинейных и прямолинейных трехслойных стержней трубчатого сечения и их узлов сопряжения. Напряженно-деформированное состояние стержневого элемента описывается системой дифференциальных уравнений, которая состоит из геометрических и физических нелинейных соотношений, нелинейных дифференциальных уравнений равновесия. Решение поставленной задачи осуществляется методом конечных элементов в перемещениях. Численным экспериментом найдены критические значения параметров эксплуатации и формы изгиба газопровода, предшествующие его всплытию для разных длин размытой оголенной части, изменения состояния грунта в подземных частях и различных значений параметров эксплуатации газопровода.

*Ключевые слова:* газопровод, обетонированная труба, грунт, прогиб, напряжение, давление, усилие, всплытие

DOI: 10.31857/S0572329922600700, EDN: QWSFJU

**1. Введение.** Из новостных сведений агентства Интерфакс от 20 ноября 2019 г. “Газпром” раскрыл информацию о нарушении проектного положения двух из четырех ниток морского газопровода на подводном переходе через Байдарацкую губу на Ямале: в 2018 году стало известно о неожиданном всплытии первой нитки, а в 2019 г. – четвертой нитки. Вышеупомянутая информация о неожиданном всплытии двух ниток подводного морского перехода газопровода Северный поток-2 свидетельствует о том, что



Рис. 1. Внешний вид обетонированной трубы.

при разработке проектов не были проведены полные исследования, посвященные вопросам обеспечения прочности и устойчивости и сохранения в проектное положение.

Байдарацкая губа в Карском море, где находится морской переход газопровода Северный поток-2, относится к мелководным районам. За счет воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы, вследствие потока газа по ней, на одних частях участка подводного морского газопровода происходит размывание и оголение трубы, а в других частях — ослабление удерживающей способности грунта засыпки и потеря несущей способности грунта основания, что приводит к всплытию газопровода, нарушению его проектного положения [1–5]. Целью исследований в данной статье является решение следующих проблем: выявление влияния на всплытие подводного участка морского газопровода параметров эксплуатации, размывания и оголения трубы, изменения состояния грунтов основания и засыпки за счет частичного обводнения.

Одним из путей решения этих проблем является нахождение условий, при выполнении которых возможно всплытие газопровода. Эти условия в данной статье определяются из решения задачи о напряженно-деформированном состоянии подводного участка морского газопровода с учетом частичного и полного обводнения грунта на его отдельных частях. Решение поставленной задачи осуществляется методом конечных элементов в перемещениях. Численным экспериментом найдены критические значения параметров эксплуатации и формы изгиба газопровода, предшествующие его всплытию.

**2. Постановка задачи.** В подводном переходе через Байдарацкую губу на Ямале используются трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием, и они имеют довольно сложную конструкцию. На рис. 1 представлен внешний вид обетонированной трубы, состоящей из стальной трубы, изоляционного слоя и утяжеляющего бетонного покрытия.

Бетонное покрытие изготавливается в заводских условиях с металлическим каркасом или арматурной сеткой непрерывным набрасыванием бетонной смеси на продольно перемещающуюся и вращающуюся стальную трубу с антикоррозионным покрытием. Эксплуатация труб с наружным сплошным утяжеляющим бетонным покрытием показала их более эффективную работу, чем труб, уложенных традиционными способами балластировки с применением бетонных и чугунных утяжелителей, жестко фиксируемых на трубе [6–8]. Поэтому в последние годы при сооружении подводных

**Таблица 1.** Физико-механические и геометрические характеристики стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки в обетонированной трубе

Наименование труб	Геометрические, физико-механические характеристики труб				
	наружный диаметр, толщина стенки, мм	модуль упругости, $E$ , МПа	коэффициент Пуассона, $\mu$	коэффициент линейного температурного расширения, $\alpha$ , $^{\circ}\text{C}^{-1}$	объемная масса, $\gamma$ , $\text{кг}/\text{м}^3$
Стальная труба	$1219 \times 27$	$2.06 \times 10^5$	0.3	$1.2 \times 10^{-5}$	$7.8 \times 10^3$
Изоляционная оболочка	$1229 \times 5$	$6.09 \times 10^2$	0.3	$1.3 \times 10^{-4}$	$0.9 \times 10^3$
Бетонное покрытие	$1429 \times 100$	$2.06 \times 10^4$	0.4	$1.0 \times 10^{-5}$	$2.5 \times 10^3$

участков морских газопроводов и нефтепроводов, в основном, применяются обетонированные трубы, а также при выполнении капитального ремонта трубы с бетонными и чугунными утяжелителями заменяются на обетонированные трубы [9].

В табл. 1 приведены ориентировочные значения физико-механических и геометрических характеристик стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки обетонированной трубы подводного перехода через Байдарацкую губу в Карском море на Ямале [5].

Расчетное давление  $p_0$  в трубопроводе согласно положению 2.2 нормативного документа [10], регламентирующего правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов, задается по формуле

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p \quad (2.1)$$

В (2.1) приняты следующие обозначения:

$p_i$  – внутреннее рабочее давление в газопроводе;

$p_{g \min}$  – минимальное гидростатическое давление, определяемое в зависимости от давления морской воды на газопровод и от глубины его укладки;

$\Delta p$  – добавочное расчетное давление от гидравлического удара  $\Delta p$ .

По данным работы [5] глубина моря, где проходит подводный переход через Байдарацкую губу, не превышает 15–20 метров,  $p_i = 11.8$  МПа,  $p_{g \min} = 0.2$  МПа,  $\Delta p = 0.1$  МПа,  $p_0 = 11.5$  МПа.

Расчитываемый подводный участок подводного газопровода находится в осложненных условиях эксплуатации. На размытую оголенную часть действует вес обетонированной трубы с газом и выталкивающая сила морской воды, а в подземных частях газопровод совместно деформируется с грунтом, при этом он испытывает дополнительный изгиб от воздействия температурных напряжений, внутреннего и внешнего давления. Определение напряженно-деформированного состояния газопровода для каждого из этих случаев нагружения и разработка мероприятий, направленных на предотвращение его всплытия, представляет собой самостоятельную задачу, решение которой осуществлено в работах [11–27].

Рассматриваемый подземный участок морского газопровода в расчетной схеме условно делится на три части. В его средней части находится размытая оголенная часть, которая образуется вследствие разжижения и размыва грунта с трубы. К ней слева и справа примыкают подземные части. За математическую модель рассчитываемого участка газопровода принимается одномерная стержневая система в упругой среде, состоящая из криволинейных и прямолинейных трехслойных стержней трубчатого сечения и их узлов сопряжения. Принимается предположение о том, что профиль

рассматриваемого подземного участка газопровода является плоским, поэтому для стержневой системы выполняется гипотеза плоских сечений Эйлера–Бернулли. Описание в математической модели обетонированной трубы трехслойным стержнем не вносит осложнений в расчете ее напряженно-деформированного состояния, и оно осуществляется по теории механики многослойных оболочек и стержней [27, 28].

Напряженно-деформированное состояние стержневого элемента описывают [29, 30]:

а) геометрические нелинейные соотношения, состоящие из деформаций растяжения-сжатия  $\epsilon_x$ , угла поворота нормали продольной оси  $\omega_x$  и изгибных деформаций  $\chi$ :

$$\epsilon_x = \frac{du}{dx} - \frac{w}{\rho_0} + \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \omega_x^2 \quad (2.2)$$

$$\omega_x = -\frac{dw}{dx} + \frac{u}{\rho_0} \quad (2.3)$$

$$\chi = \frac{d\omega_x}{dx} \quad (2.4)$$

где  $\rho_0$  – радиус кривизны продольной оси стержневого элемента до его деформации;  $x$  – независимая переменная, которая совпадает с продольной осевой координатой;  $u, w$  – продольное перемещение и прогиб стержневого элемента соответственно; б) уравнения равновесия:

$$\frac{d(N_x + \omega_x Q_y)}{dx} - \frac{Q_y}{\rho_0} + \pi \cdot D_n \cdot c_{x0} \cdot u = q_x - q_n \omega_x \quad (2.5)$$

$$\frac{dQ_y}{dx} + \frac{(N_x - p_i \cdot F_{cv} + p_{g \min} \cdot F_{ot})}{\rho_0} + \frac{d\omega_x}{dx} (N_x - p_i \cdot F_{cv} + p_{g \min} \cdot F_{ot}) + \pi \cdot D_n \cdot c_{y0} \cdot w = -r_{vt} + q_n \quad (2.6)$$

$$\frac{dM_z}{dx} - Q_y = 0, \quad (2.7)$$

где  $N_x, Q_y, M_z$  – продольное осевое усилие, перерезывающая сила и осевой изгибающий момент соответственно.

На рис. 2 изображена расчетная схема элемента стержня, моделирующего подводный участок морского газопровода. В дифференциальных уравнениях (2.5)–(2.7) и на рис. 2 приняты следующие обозначения:

$D_n$  – наружный диаметр обетонированной трубы;  $c_{x0}$  и  $c_{y0}$  – обобщенные коэффициенты касательного и нормального сопротивления грунта, соответственно. В расчетах значение коэффициента  $c_{x0}$ , МПа/см, берется в зависимости от типа грунта по экспериментальным данным работы [31], полученных в промышленных условиях на действующих газопроводах. Величина коэффициента  $c_{y0}$  вычисляется по формуле [32]

$$c_{y0} = \frac{0.12 E_{gr}}{(1 - \mu_{gr}^2) \sqrt{l_{01} D_n}} \quad (2.8)$$

Здесь  $E_{gr}, \mu_{gr}$  – модуль деформации и коэффициент Пуассона грунта ненарушенной структуры;  $l_{01}$  – единичная длина трубопровода,  $l_{01} = 100$  см;  $r_{vt}$  – выталкивающая сила воды. Ее величина, приходящаяся на единицу длины размытой оголенной и полностью погруженной в воду обетонированной трубы, определяется по формуле

$$r_{vt} = \frac{\pi D_n^2}{4} \cdot \gamma_v \quad (2.9)$$

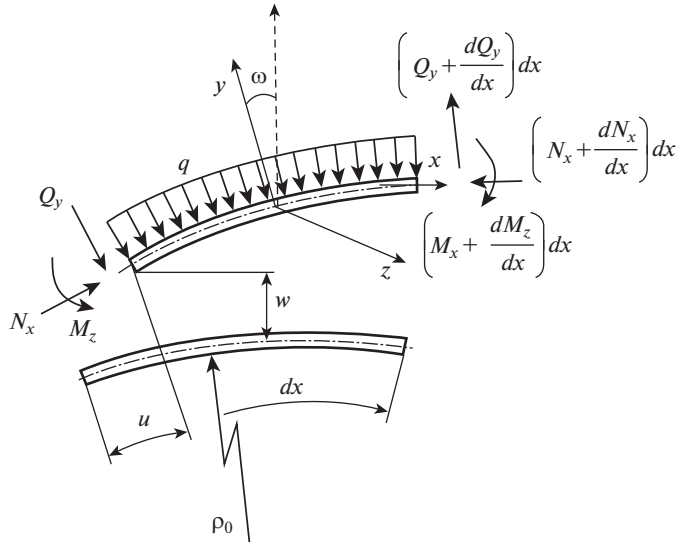


Рис. 2. Расчетная схема элемента стержня, моделирующего подводный участок морского газопровода.

где  $\gamma_v$  – удельный вес морской воды.

В подземных частях, в которых обетонированная труба не размыта и не оголена, принимается  $r_{vt} = 0$ .

Пусть  $q_x, q_n$  – продольная и вертикальная составляющие внешней распределенной нагрузки, соответственно. Они учитывают вес обетонированной трубы с газом, а также давления грунта, находящегося на ней, т.е. грунта засыпки [29, 30, 32]. Значение  $q_n$  задается по различным формулам в зависимости от наличия или отсутствия свода естественного равновесия в грунте засыпки. В размытой оголенной части отсутствует грунт, поэтому в этой части необходимо принять  $q_x = 0, q_n = 0$ .

Обозначим через  $p_i \cdot F_{cv}$  – силу воздействия внутреннего давления, где  $F_{cv}$  – площадь обетонированной трубы “в свету”, т.е. площадь поперечного сечения обетонированной трубы по ее внутренней поверхности.

Обозначим также через  $p_{g \min} \cdot F_{ot}$  – силу воздействия внешнего давления от морской воды на обетонированную трубу, где  $F_{ot}$  – площадь поперечного сечения обетонированной трубы по ее внешней поверхности [27].

В подземных частях, в которых обетонированная труба не размыта и не оголена, принимается  $p_{g \min} \cdot F_{ot} = 0$ .

в) продольное осевое усилие  $N_x$ , определяемое в зависимости от деформаций растяжения-сжатия  $\epsilon_x$ , вызванных совместными деформациями обетонированной трубы с грунтом, кольцевыми напряжениями  $\sigma_{ks}$  и температурного перепада  $\Delta t$ . Его значение вычисляется по формуле

$$N_x = (E_{st} \cdot F_{0st} + E_{iz} \cdot F_{0iz} + E_{bt} \cdot F_{0bt}) \cdot \epsilon_x + \sigma_{ks} \cdot (\mu_{st} \cdot F_{0st} + \mu_{iz} \cdot F_{0iz} + \mu_{bt} \cdot F_{0bt}) - \Delta t \cdot (\alpha_{st} \cdot E_{st} \cdot F_{0st} + \alpha_{iz} \cdot E_{iz} \cdot F_{0iz} + \alpha_{bt} \cdot E_{bt} \cdot F_{0bt}) \quad (2.10)$$

где  $E_{st}, \mu_{st}, \alpha_{st}, E_{iz}, \mu_{iz}, \alpha_{iz}, E_{bt}, \mu_{bt}, \alpha_{bt}$  – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы, изоляционного покрытия,

бетонного покрытия соответственно;  $\Delta t$  – температурный перепад, равный разности температур эксплуатации и замыкания трубы при сооружении трубопровода;  $F$ ,  $F_{0st}$ ,  $F_{0iz}$ ,  $F_{0bt}$  – площадь поперечного сечения стенки обетонированной трубы, стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки соответственно;

г) осевой изгибающий момент находится по формуле

$$M_z = D \cdot \chi \quad (2.11)$$

где  $D$  – изгибная жесткость обетонированной трубы, определяется суммированием изгибных жесткостей стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки

$$D = E_{st} \cdot J_{st} + E_{iz} \cdot J_{iz} + E_{bt} \cdot J_{bt} \quad (2.12)$$

$J_{st}$ ,  $J_{iz}$ ,  $J_{bt}$  – момент инерции стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки соответственно.

$$J_{st} = \frac{\pi(D_{nst}^4 - D_{vnst}^4)}{64}, \quad J_{iz} = \frac{\pi(D_{niz}^4 - D_{vniz}^4)}{64}, \quad J_{bt} = \frac{\pi(D_{nbt}^4 - D_{vnbt}^4)}{64} \quad (2.13)$$

а  $D_{nst}$ ,  $D_{vnst}$ ,  $D_{niz}$ ,  $D_{vniz}$ ,  $D_{nbt}$ ,  $D_{vnbt}$  – наружный и внутренний диаметр стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки соответственно.

Дифференциальные уравнения (2.5), (2.6), в отличие от аналогичных уравнений, представленных в работах [29, 30], учитывают совместные деформации обетонированной трубы с грунтом и воздействие выталкивающей силы воды, а также воздействие гидростатического давления, которое, как и воздействие внутреннего давления, будет вызывать дополнительный изгиб газопровода [27].

При составлении кинематических нелинейных дифференциальных соотношений (2.2)–(2.4) вводится сопутствующая система координат, жестко связанная с осевой линией стержня, которая, деформируясь с этой осью, перемещается вместе с ней в пространстве. Сама осевая линия стержня, занимая до деформации положение кривой в пространстве, перемещаясь в пространстве, занимает новое положение другой кривой. Для каждой из этих кривых вводятся единичные вектора, направленные по касательной, нормали и бинормали каждой кривой. Они образуют трехгранники Серре–Френе, которые жестко связаны с каждой из этих кривых и остаются взаимно ортогональными при их деформации. Далее, по теории дифференциальной геометрии и теории нелинейных деформаций стержней устанавливаются зависимости между трехгранниками Серре–Френе продольных осей стержня до и после их деформации, что позволяет получить основные кинематические нелинейные дифференциальные соотношения, связывающие деформации сжатия-растяжения, изгиба и кручения продольной оси стержня через координаты вектора обобщенных перемещений. Поскольку в данной статье принимается предположение о том, что стержневая система, которая моделирует рассматриваемый подземный участок морского газопровода, находится в плоско-деформированном состоянии, то деформаций кручения продольной оси стержня пренебрегается.

В уравнении равновесия в векторной форме вектор усилий и вектор внешней нагрузки, которая состоит из поверхностной нагрузки, внутреннего давления в трубе и внешнего гидростатического давления, представляются в проекциях по ортам естественных осей деформированного стержня, и при дифференцировании ортов используются формулы Серре–Френе. Далее, для получения системы дифференциальных уравнений (2.5), (2.6) приравняются коэффициенты при одинаковых ортах.

Разложение вектора усилий по ортам естественных осей деформированного стержня объясняется тем, что компоненты вектора усилий  $N_x, Q_y$  имеют четкий физический смысл: они являются составляющими вектора усилий по касательной и нормали продольной оси деформированной оси стержня соответственно. За счет дифференци-

рования ортов по формулам Серре–Френе в дифференциальном уравнении (2.6) появляются слагаемые, которые описывают воздействие внутреннего давления в трубе и внешнего гидростатического давления, вызывающее дополнительный изгиб трубопровода.

Такой подход составления уравнений равновесия для трубопровода одним из первых осуществил В.А. Светлицкий [33]. Он в качестве примера привел эти уравнения для прямолинейной трубы, находящейся под действием внутреннего давления. В настоящей статье уравнения равновесия трубы составлены с учетом ее начальной кривизны, находящейся в упругой среде и под воздействием внутреннего давления в трубе и внешнего гидростатического давления, температурных напряжений и выталкивающей силы воды, что позволяет их применять для исследования напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях.

Система из восьми алгебраических и дифференциальных уравнений (2.2)–(2.7), (2.10)–(2.11) относительно восьми неизвестных  $u, w, \omega_x, \varepsilon_x, \chi, N_x, Q_y, M_z$  представляется в виде системы из шести обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка относительно неизвестных

$$y_1 = N_x, \quad y_2 = Q_y, \quad y_3 = M_z, \quad y_4 = u, \quad y_5 = w, \quad y_6 = \omega_x \quad (2.14)$$

Эта система в векторной форме имеет вид

$$\frac{\partial \bar{Y}}{\partial x} = \bar{f}(x, \bar{Y}) + \bar{b}(x) \quad (2.15)$$

где компоненты векторов  $\bar{Y}, \bar{f}, \bar{b}$  есть

$$\begin{aligned} f_1 &= y_2/\rho_o - \pi D_n c_{x0} y_4 - \frac{y_3}{D} y_2 \\ f_2 &= y_1/\rho_o - D_n c_{y0} y_5 + \frac{y_3}{D} (y_1 - p_o F_{c\sigma}) \\ f_3 &= -y_2, \quad f_4 = \varepsilon_x + y_5/\rho_o - 0,5y_6^2 \\ f_5 &= y_5/\rho_o - y_6, \quad f_6 = \chi \\ b_1 &= -y_6 q_n, \quad b_2 = q_n, \quad b_3 = b_4 = b_5 = b_6 = 0 \end{aligned} \quad (2.16)$$

В алгебраических уравнениях (2.10), (2.11) также проводится замена переменных  $N_x$  на  $y_1$  и  $M_z$  на  $y_3$

$$y_1 = E \cdot F_o \cdot \varepsilon_x + \mu \cdot \sigma_{\kappa\kappa} \cdot F_o - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \cdot F_o \quad (2.18)$$

$$y_3 = D \cdot \chi \quad (2.19)$$

Система дифференциальных уравнений (2.15) является нелинейной; ее правые части, которые представлены в формулах (2.16), (2.17), содержат нелинейные члены:  $y_3 \cdot y_2, y_3 (y_1 - p_o F_{c\sigma} p_o), y_6^2$ . Их линеаризация осуществляется итерационным методом Ньютона–Канторовича.

Решение поставленной задачи осуществляется методом конечных элементов в перемещениях с учетом составленных дифференциальных и алгебраических уравнений (2.6)–(2.7), (2.10)–(2.11). Применение этого метода и компьютерного моделирования в решении задач о напряженно-деформированном состоянии трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях представлено в работах [29, 30]. Дадим их краткое описание.

При решении системы дифференциальных уравнений (2.2)–(2.7), которое осуществляется методом ортогональной прогонки с промежуточным ортонормировани-

ем по Годунову, каждый стержневой элемент делится на равные части. Точки деления называются узловыми.

Далее, в каждом узле сопряжения стержневых элементов составляется система из 3-х уравнений равновесия с учетом действия сосредоточенных сил и моментов, приложенных в этих узлах, а также ограничений продольного перемещения, угла поворота нормали и прогиба. Эти системы уравнений дополняются граничными условиями, поставленными в начале и конце рассчитываемого участка. В этих системах компоненты векторов обобщенных усилий записываются через компоненты векторов обобщенных перемещений этих узловых элементов с использованием найденных значений матриц жесткости стержневых элементов. Решение этих систем алгебраических уравнений определяет компоненты вектора перемещений в узлах сопряжения. Далее, используя найденные значения компонент этого вектора перемещений, составляется система дифференциальных уравнений (2.15) для каждого стержневого элемента. Решение этой системы дифференциальных уравнений определяет продольные перемещения, прогиб, напряжения и деформации в узловых точках разбиения каждого стержневого элемента, а также они описывают полную картину НДС всей стержневой системы, моделирующей газопровод.

Программное математическое обеспечение вышеописанного компьютерного моделирования НДС трубопровода состоит из следующих разделов: численное интегрирование системы дифференциальных уравнений методом Рунге–Кутты; ортонормирование и ортогонализация векторов; решение системы алгебраических уравнений методом Гаусса; нахождение матриц жесткости и вектора обобщенных усилий на торцах стержневого элемента; решение нормальной системы неоднородных дифференциальных уравнений; алгоритмы учета нелинейности в последующих приближениях по методу Канторовича–Крылова; нахождение промежуточных значений функции по интерполяционным формулам Лагранжа; умножение и транспонирование матриц; программа, которая автоматически составляет разрешающую систему линейных алгебраических уравнений для нахождения компонент вектора перемещений узловых элементов с учетом реакции каждого стержневого элемента, ограничений, наложенных на компоненты перемещений узлов, и внешних силовых факторов, приложенных в этих узлах. Вышеописанный метод решения задачи в конечных элементах в перемещениях и компьютерное моделирование адаптированы авторами данной статьи для расчета напряженно-деформированного состояния подводного морского газопровода.

В.И. Мяченков впервые в СССР использовал принцип построения стержневой системы, состоящей из тонкостенных упругих оболочек вращения и колец жесткости (шпангоутов), при разработке теории и методов расчета прочности и устойчивости сложных конструкций, находящихся под действием внутреннего давления и температурных напряжений [34]. Адаптация этих методов расчета в настоящей статье к расчету прочности и устойчивости трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях имеет преимущество по сравнению с применением программных комплексов таких, как ANSYS, поскольку с помощью этих комплексов не удается оценить воздействие внутреннего давления и температурных напряжений, ведущее к исчерпанию несущей способности трубопровода и потере его устойчивости.

**3. Анализ результатов расчета.** Анализ данных эксплуатации участка газопровода, на котором произошло всплытие двух ниток подводного участка газопровода “Бованенково- Ухта” в заливе Байдарацкая губа в Карском море, показал наличие в средней части размытой оголенной части [1–5]. На рис. 3 представлена фотография типичной размытой оголенной части подводного морского газопровода.

Для выявления возможного всплытия участка подводного газопровода были выполнены расчеты и анализ его напряженно-деформированного состояния при изменении грунтовых условий за счет частичного и полного обводнения и размытия грунта на отдельных частях рассчитываемого участка. В расчете выбран подводный участок





Рис. 3. Фотография размытой оголенной части подводного морского газопровода.

морского газопровода, который имеет длину 696 метров. В середине рассчитываемого участка имеется размытая оголенная часть.

В численном моделировании НДС рассматриваемый участок разбивается на 58 равных частей, каждая длиной 12 метров. Первый и последний, т.е. 58-й, части защемлены грунтом и находятся в горизонтальном положении. Каждый стержневой элемент при интегрировании системы дифференциальных уравнений (2.2)–(2.7) разбивается на 24 части. Таким образом в результате решения поставленной задачи имеем значения характеристик напряженно-деформированного состояния рассматриваемого здесь подводного участка газопровода в 1398 точках.

По длине рассчитываемого участка для каждой части условного разбиения в подземных частях задаются:  $h_{tr}, h_y$  – расстояния от верха засыпки до нижней образующей трубы и от верха засыпки до уровня воды соответственно;  $E_{gr\ zas}$  – модуль деформации грунта засыпки;  $\gamma_{gr\ zas}, \gamma_{yd\ zas}$  – объемный и удельный вес грунта (скелета) засыпки соответственно;  $\phi_{gr}, c_{gr}$  – угол внутреннего трения, сцепление, соответственно, грунта;  $\varepsilon$  – коэффициент пористости грунта засыпки;  $E_{gr\ osn}, \mu_{gr\ osn}$  – соответственно, модуль деформации и коэффициент Пуассона грунта основания;  $c_{xo}, R_{gr\ osn}$  – обобщенный коэффициент касательного сопротивления и несущая способность грунта основания соответственно.

В первом варианте расчета рассмотрим случай, когда длина размытой оголенной части равна 72 м. На рис. 4 изображены эпюры прогибов газопровода при следующих значениях параметров эксплуатации:  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 54.3^\circ\text{C}$  (линейная постановка задачи, рис. 4,а);  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 54.3^\circ\text{C}$  (нелинейная постановка задачи, рис. 4,б);  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 54.4^\circ\text{C}$  (рис. 4,с);  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 61.0^\circ\text{C}$  (рис. 4,д). Для этого варианта расчета в подземных частях, прилегающих слева и справа к средней размытой оголенной части, в грунте засыпки не нарушен свод естественного равновесия, а грунт основания сохраняет несущую способность. Это состояние грунтов обозначим случаем а).

Здесь и далее на рисунках, где представлены эпюры прогиба, по оси ординат отложены значения прогиба обетонированной трубы в метрах, по оси абсцисс – длина рассчитываемого участка подводного участка газопровода в метрах.

Далее представлены значения физико-механических характеристик грунтов для одной из частей условного разбиения. Например, для левой крайней части с номером 1 они имеют следующие значения для грунта засыпки:  $E_{gr\ zas} = 20$  МПа;  $\gamma_{gr\ zas} = 17.0$  кН/м<sup>3</sup>;  $\varphi_{gr\ zas} = 22^\circ$ ;  $c_{gr} = 0.003$ ;  $\varepsilon = 0.75$  и грунта основания:  $E_{gr\ osn} = 20$  МПа;  $\mu_{gr\ osn} = 0.22$ ;  $\varphi_{gr\ osn} = 22^\circ$ ;  $c_{xo} = 0.03$  МПа/м;  $R_{gr\ osn} = 0.05$  МПа.

Эти же характеристики для грунта засыпки и грунта основания в правой крайней части с номером 58 имеют аналогичные значения.

Необходимо отметить следующее. Задача о напряженно-деформированном состоянии обетонированной трубы, в которой учитывается воздействие внутреннего давления, вызывающего дополнительный изгиб трубы, получена в геометрически нелинейной постановке. Ее решение позволяет найти изменение формы изгиба трубы, т.е. переход из вогнутой формы в выпуклую, которое соответствует ее потере устойчивости.

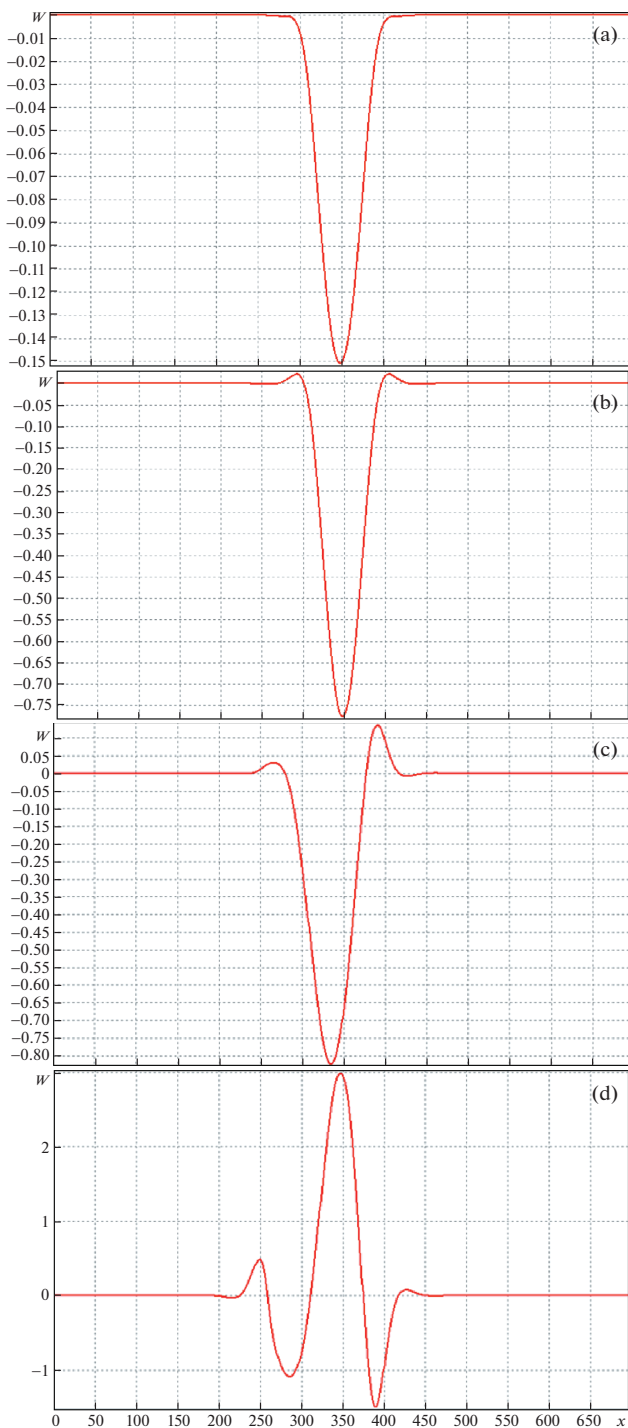
Анализ исходных данных расчета и представленных эпюр прогиба (рис. 4) показывает следующее. При  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 54.3^\circ\text{C}$  вес обетонированной трубы длиной в 1 метр равен 19.86 кН, в ней находится газ весом 1.71 кН. На размытой оголенной части на 1 метр трубы действует выталкивающая сила воды, равная 15.81 кН. Вертикальная составляющая нагрузки направлена вниз, ее значение равно минус 4.05 кН/м. В подземных участках газопровод прогибается равномерно вниз без изгиба. Анализ эпюр прогиба на рис. 4,а и 4,б показывает, что в подземных участках газопровод прогибается равномерно вниз без изгиба, а в средней размытой оголенной части труба прогибается вниз. Сравнение экстремальных значений прогиба в середине пролета, полученных из решения задач в линейной и в нелинейной постановках, указывает на то, что эта характеристика возрастает более в пять раз за счет воздействия внутреннего давления и температурных напряжений, вызывающего дополнительный изгиб трубы.

Сравнение эпюр прогибов на рис. 4 в,с,д показало следующее. При изменении температурного перепада  $\Delta t$  на  $0.1^\circ\text{C}$ , т.е. с  $\Delta t = 54.3^\circ\text{C}$  до  $\Delta t = 54.4^\circ\text{C}$ , при неизменном значении внутреннего давления  $p_0 = 11.5$  МПа, размытая оголенная часть начинает приподниматься вверх и при дальнейшем увеличении температурного перепада, например, при  $\Delta t = 61.0^\circ\text{C}$ , возможно всплытие газопровода.

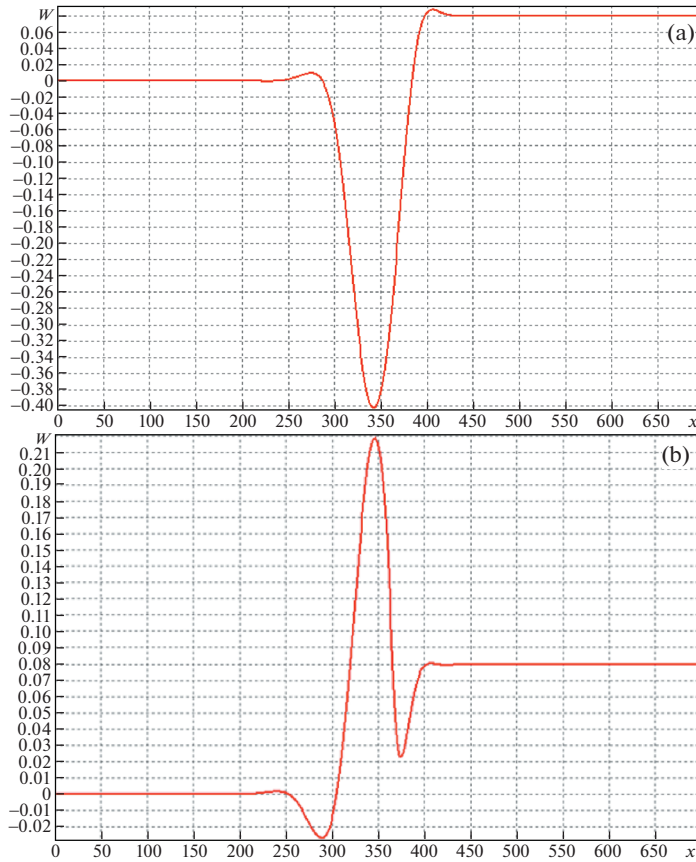
Анализ данных эксплуатации участка газопровода, на котором произошло всплытие двух ниток подводного участка газопровода “Бованенково-Ухта” в заливе Байдаракская губа в Карском море, показал неравномерную осадку грунта основания на подземных частях, прилегающих слева и справа к размытой оголенной части, что объясняется воздействием волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы, которая находится в неровном рельефе морского дна [1–8]. По этой причине в подземной части, которая примыкает слева к средней размытой оголенной части, ослаблены грунт засыпки и грунт основания. В правой подземной части грунт засыпки и грунт основания не подвергаются этим воздействиям. Это состояние грунтов обозначим случаем б) состояния грунтов этих частей.

Далее, в качестве примера приведены значения физико-механических характеристик грунта засыпки:  $E_{gr\ zas} = 5.0$  МПа;  $\gamma_{gr\ zas} = 10.0$  кН/м<sup>3</sup>;  $\varphi_{gr\ zas} = 22^\circ$ ;  $c_{gr} = 0.003$ ;  $\varepsilon = 0.25$  и грунта основания:  $E_{gr\ osn} = 5.0$  МПа;  $\mu_{gr\ osn} = 0.22$ ;  $\varphi_{gr\ osn} = 22^\circ$ ;  $c_{xo} = 0.003$  МПа/м;  $R_{gr\ osn} = 0.01$  МПа для крайней левой подземной части условного разбиения с номером 1.

На рис. 5 изображены эпюры прогибов газопровода при следующих значениях параметров эксплуатации:  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 31.4^\circ\text{C}$  (рис. 5,а);  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 31.5^\circ\text{C}$  (рис. 5,б).



**Рис. 4.** Эпюры прогиба газопровода в подводном морском участке при равномерной осадке грунта под обестонированной трубой ( $l_0 = 72$  м).

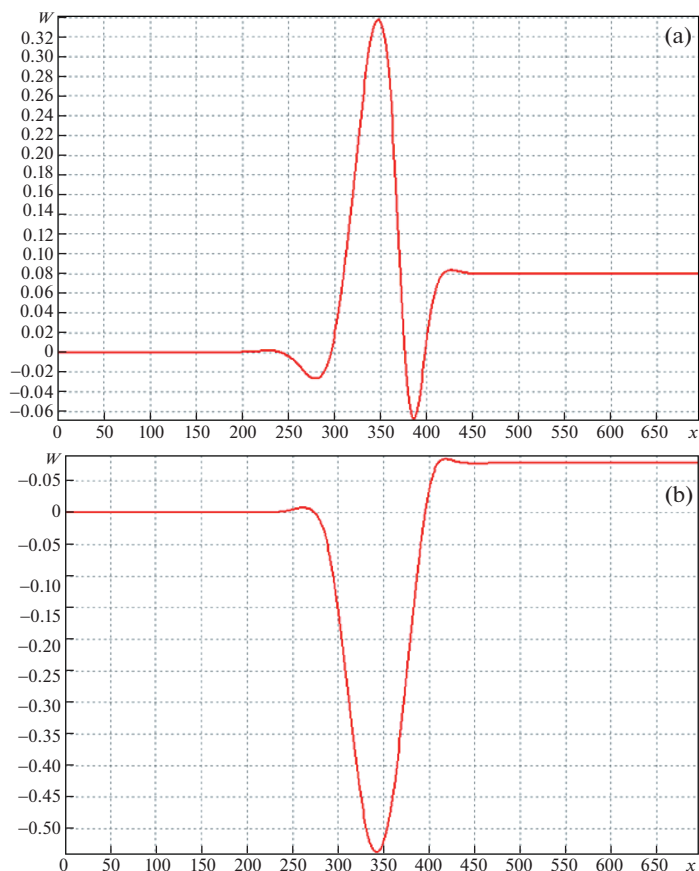


**Рис. 5.** Эпюры прогиба газопровода в подводном морском участке при неравномерной осадке грунта под обetonированной трубой ( $l_0 = 72$  м).

Анализ результатов расчета и эпюр прогиба рис. 5 показывает следующее. При  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 31.4^\circ\text{C}$  в подземной части газопровод прогибается равномерно вниз без изгиба, причем на левой ослабленной части стрела прогиба обetonированной трубы больше на минус 0.4 м, чем эта характеристика на правой половине, где грунт не ослаблен. В размытой оголенной части газопровод испытывает изгибные деформации, здесь стрела прогиба направлена вниз, ее экстремальное значение не превышает минус 0.5 м, а сам газопровод находится в устойчивом положении.

При увеличении температурного перепада, например, до значения  $\Delta t = 31.5^\circ\text{C}$ , происходит изменение формы изгиба газопровода: обetonированная труба начинает подниматься вверх, при дальнейшем возрастании температурного перепада  $\Delta t$  возможно ее всплытие С.

Для выявления длины размытой оголенной части на устойчивое положение рассматриваемого подводного участка газопровода и возможное его всплытие были выполнены расчеты его напряженно-деформированного состояния для случаев, когда длина размытой оголенной части составляла  $l_0 = 96$  м, параметры эксплуатации принимали следующие значения:  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 14.0^\circ\text{C}$ ;  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 15.0^\circ\text{C}$ ;  $p_0 = 6.5$  МПа,



**Рис. 6.** Эпюры прогиба газопровода в подводном морском участке при изменении длины размытой оголенной части под обетонированной трубой ( $l_o = 96$  м).

$\Delta t = 15.0^\circ\text{C}$ . Некоторые результаты расчета представлены в виде эпюр прогиба на рис. 6а,б.

Анализ данных расчета и эпюр прогиба рис. 6 показал следующее. При  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 14.0^\circ\text{C}$  размытая оголенная часть газопровода прогибается вниз. При увеличении температурного перепада, например, при  $p_0 = 11.5$  МПа,  $\Delta t = 15.0^\circ\text{C}$  (рис. 6,а), обетонированная труба начинает подниматься вверх, нарушается его устойчивое положение и при дальнейшем росте значения температурного перепада  $\Delta t$  возможно его всплытие. Таким образом, что и следовало ожидать, увеличение длины размытой оголенной части на 24 метра привело к уменьшению критического значения температурного перепада с  $\Delta t = 31.5^\circ\text{C}$  до  $\Delta t = 15.0^\circ\text{C}$ .

Если снизить внутреннее давление в газопроводе со значения при  $p_0 = 11.5$  МПа до  $p_0 = 6.5$  МПа при неизменном значении температурного перепада  $\Delta t = 15.0^\circ\text{C}$  (рис. 6,б), то газопровод возвращается в проектное положение.

**3. Заключение.** 1. Неожиданное всплытие двух из четырех ниток подводного морского перехода газопровода Северный поток-2 после их сооружения свидетельствует о

том, что при разработке проектов не были проведены достаточно полные исследования, посвященные вопросам их напряженно-деформированного состояния и обеспечения в проектном положении.

2. Выявлено влияние на всплытие обетонированной трубы на подводном участке морского газопровода параметров эксплуатации, особенностей его конструкции, разжижения грунтов основания и засыпки на подземных участках, прилегающих к размытой оголенной части и даны рекомендации по выявлению возможных причин его всплытия. Найдены критические значения параметров эксплуатации в зависимости от длины размытой оголенной части, жесткости грунта на прилегающих подземных частях. Расчетным путем установлена возможность всплытия газопровода на подводном морском участке при наличии в нем размытой оголенной части от воздействия температурных напряжений и внутреннего давления. Одним из способов возвращения газопровода в проектное положение является снижение внутреннего давления и температурного перепада.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Лаптева Т.И., Мансуров М.Н.* Разработка методов, обеспечивающих работоспособность морских газопроводов в условиях арктического шельфа // Надежность и безопасность эксплуатации линейной части магистральных газонефтепроводов: Сборник научных трудов экспертно-инжиниринговой компании “ЭКСИКОМ” № 1. М.: РГУ нефти и газа, 2018. С. 27–30.
2. *Лаптева Т.И.* Повышение безопасной эксплуатации морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 5. С. 63–65.
3. *Лаптева Т.И.* Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях континентального шельфа России // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 1. С. 30–34.  
<https://doi.org/10.24000/0409-2961-2018-1-30-34>
4. *Лаптева Т.И., Мансуров М.Н., Шабарчина М.В., Конаева Л.А.* Морские трубопроводы в транзитной зоне арктического шельфа. Обеспечение // Oil & Gas J. Russ. 2018. № 9. С. 78–84.
5. *Лаптева Т.И.* Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Москва: ООО Газпром ВНИИГАЗ, 2019. 47 с.
6. *Bi K., Hao H.* Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Eng. Struct. 2016. V. 109. P. 75–84.  
<https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2015.11.018>
7. *Davaripour F., Quinton B.W.T., Pike K.* Effect of damage progression on the plastic capacity of a subsea pipeline // Ocean Eng. 2021. V. 234. 109118.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109118>
8. *Cheng A., Chen N.-Z.* Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Eng. 2017. V. 142. P. 10–19.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.06.057>
9. *Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Саксаганский А.И.* Достоинства и недостатки современных подходов к балластировке подводных переходов // НГС. 2012. № 1. С. 30–37.
10. Правила классификации и построение морских подводных трубопроводов. НД № 020301-005. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2017. 171 с.
11. *Palmer A.C., King R.A.* Subsea pipeline engineering. Oklahoma: PWC, 2004. 570 p.
12. *Peek R., Yun H.* Flotation to trigger lateral buckles in pipelines on a flat seabed // J. Eng. Mech. 2007. V. 4. P. 442–451.  
[https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9399\(2007\)133:4\(442\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9399(2007)133:4(442))
13. *Огородов С.А.* Роль морских льдов в динамике рельефа береговой зоны. М.: МГУ, 2011. 173 с.
14. *Шестов А.С., Марченко А.В., Огородов С.А.* Математическое моделирование воздействия ледяных образований на дно Байдарачьей губы Карского // Труды ЦНИИ им. Акад. А.Н. Крылова. 2011. Вып. 5. № 63 (347). С. 105–118.

15. *An E.B., Рашидов Т.Р.* Сейсמודинамика подземных трубопроводов, взаимодействующих с водонасыщенным мелкодисперсным грунтом // Изв. РАН МТТ. 2015. № 3. С. 89–104.
16. *Hong Z., Liu R., Liu W., Yan S.* Study on lateral buckling characteristics of a submarine pipeline with a single arch symmetric initial imperfection // Ocean Eng. 2015. V. 108. P. 21–32.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.07.049>
17. *Bi K., Hao H.* Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Eng. Struct. 2016. V. 109. P. 75–84.  
<https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2015.11.018>
18. *Исраилов М.Ш.* Связанные сейсмические колебания трубопровода в бесконечной упругой среде // Изв. РАН МТТ. 2016. № 1. С. 57–66.
19. *Cheng A., Chen N.-Z.* Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Eng. 2017. V. 142. P. 10–19.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.06.057>
20. *Новиков А.И., Лантева Т.И., Конаева Л.А., Бохан А.* Морские трубопроводы в транзитной зоне. Методы защиты от ледово-экзарационных воздействий // Offshore Rus. 2017. № 4 (18). С. 62–67.
21. *Ильгамов М.А.* Динамика трубопровода при действии внутреннего ударного давления // Изв. РАН МТТ. 2017. № 6. С. 83–96.
22. *Акуленко Л.Д., Гавриков А.А., Нестеров С.В.* Собственные колебания трубопровода на упругом основании, транспортирующего жидкость // Изв. РАН МТТ. 2018. № 1. С. 123–133.
23. *Зарипов Р.Ф., Коробков Г.Е.* Защита арктических трубопроводов // Деловой журнал Neft-egaz.RU. 2018. № 12 (84). С. 28–33. ID: 36467795.
24. *Шакирьянов М.М.* Пространственные нелинейные колебания трубопровода при действии внутреннего ударного давления // Изв. РАН. МТТ. 2019. № 6. С. 76–84.  
<https://doi.org/10.1134/S0572329919060114>
25. *Wang Z., Tang Y.* Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines // Ocean Eng. 2020. V. 216. P. 108019.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108019>
26. *Chen Y., Dong S. et al.* Buckling analysis of subsea pipeline with idealized corrosion defects using homotopy analysis method // Ocean Eng. 2021. V. 234. P. 108865.  
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.108865>
27. *Ильгамов М.А.* Модель всплытия подводного трубопровода // ДАН. Физика. Тех. науки. 2022. Т. 504. С. 12–16.  
<https://doi.org/10.31857/S2686740021010053>
28. *Болотин В.В., Новичков Ю.Н.* Механика многослойных конструкций. М.: Машиностроение, 1980. 376 с.
29. *Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е.* Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости. Т. 1. М.: Изд-во Интер, 2005. 706 с. ISBN: 5-98761-006-0.
30. *Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А.* Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. СПб.: Недра, 2009. 409 с. ISBN 978-5-94089-129-2.
31. *Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А.* и др. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов. М.: Изд-во “Интер”, 2006. 564 с.
32. *Айнбиндер А.Б. Камерштетйн А.Г.* Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М.: Недра, 1982. 341 с.
33. *Светлицкий В.А.* Механика трубопроводов и шлангов. М.: Машиностроение, 1982. 280 с.
34. *Мяченков В.И., Мальцев В.П.* Методы и алгоритмы расчета пространственных конструкций на ЭВМ ЕС. М.: Машиностроение, 1984. 280 с.