

УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЕНСАТОРОВ В ПОДВОДНОМ УЧАСТКЕ МОРСКОГО ГАЗОПРОВОДА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЕГО ВСПЛЫТИЯ

Зарипов Раиль Муталлапович¹,
rail.zaripov@gmail.com

Масалимов Радик Биктимерович²,
masalimovrb@mail.ru

¹ Институт механики им. Р.Р. Мавлютова – обособленное структурное подразделение
Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук,
Россия, 450054, г. Уфа, пр. Октября, 69.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования заключается в предотвращении всплытия подводных участков морского газопровода и сохранении их в проектном положении.

Цель: выявление на всплытие подводного участка газопровода длины размытой оголенной части, состояния грунта на прилегающих подземных частях, внутреннего давления и температурных напряжений, а также установление эффективной работы компенсаторов.

Объекты: подводные участки газопровода, компенсаторы.

Методы: совместное интегрирование системы дифференциальных уравнений, описывающих напряженно-деформированное состояние размытой оголенной части и примыкающих к ней подземных частей.

Результаты. Изложена краткая информация о всплытии двух из четырех ниток Северного потока-2 на участке подводного перехода через Байдарацкую губу на Ямале. Рассмотрены следующие три постановки задачи о напряженно-деформированном состоянии рассматриваемого подводного участка газопровода: с учетом воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода, вызывающего дополнительный изгиб газопровода; с пренебрежением воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода; с компенсаторами, установленными в начале и конце рассматриваемого участка. Представлено решение для первой постановки задачи зависит от обычных тригонометрических функций, для второй постановки задачи – от многочленов, а в третьей постановке – от гиперболических и тригонометрических функций. Для этих трех постановок задач рассчитаны основные характеристики напряженно-деформированного состояния газопровода, построены эпюры его прогиба и изгибных напряжений, в таблицах приведены экстремальные величины этих характеристик для различных значений параметров эксплуатации газопровода для разной длины размытой оголенной части, и с учетом изменения состояния грунта на прилегающих подземных частях. Установлена эффективная работа компенсаторов, предназначенных для предотвращения всплытия подводных участков морского газопровода и сохранения их в проектном положении.

Ключевые слова:

газопровод, грунт, прогиб, напряжение, давление, компенсатор.

Введение

По информации агентства Интерфакс от 20 ноября 2019 г. нитки подводного трубопровода компании «Газпром» неожиданно всплыли на поверхность Карского моря. «Газпром» раскрыл информацию о нарушении проектного положения уже двух из четырех ниток подводного перехода через Байдарацкую губу на Ямале: в прошлом году стало известно, что всплыла первая нитка, сейчас – четвертая, которая также называется резервной. Характер повреждений назван «всплытием».

Важным является не только задача определения причин всплытия газопроводов на подводных участках, но и разработка и принятие мероприятий, препятствующих их всплытию. Для решения этой проблемы требуется не только привлечение практических инженерных методов исследования, но и применение теоретических работ, посвященных обеспечению прочности и устойчивости трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических

условиях [1–12]. Условия эксплуатации морских газопроводов на подводных переходах через Байдарацкую губу на Ямале относятся к сложным инженерно-геологическим условиям [1, 2].

Байдарацкая губа в Карском море, где находится морской переход газопровода Северный поток-2, относится к мелководным районам. Здесь глубина моря не превышает 15–20 м. За счет воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы за счет потока газа по ней происходит разжижение и обводнение грунта, что приводит на одних частях участка подводного морского газопровода к размытию и оголению трубы (рис. 1), а в других частях – к ослаблению удерживающей способности грунта засыпки и потере несущей способности грунта основания. Это приводит к всплытию подводного участка газопровода и нарушению его проектного положения [1, 2].

Целью исследования является выявление влияния на всплытие подводного участка газопровода длины размытой оголенной части, состояния грунта на при-

легающих подземных частях и воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб обетонированной трубы, а также установление эффективной работы компенсаторов, рекомендуемых для предотвращения всплытия подводных участков морского газопровода и сохранения их в проектном положении.



Рис. 1. Размытая оголенная часть подводного участка морского газопровода

Fig. 1. Blurred bare part of the underwater section of the offshore gas pipeline

Постановка задачи

В подводном переходе через Байдарцкую губу на Ямале использованы трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием, и они имеют довольно сложную конструкцию. На рис. 2 представлен внешний вид обетонированной трубы (ОТ). Трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием изготавливаются в заводских условиях с металлическим каркасом, арматурной сеткой и комбинированием металлического каркаса и арматурной сетки. Заводское обетонирование осуществляется непрерывным набрасыванием бетонной смеси на продольно перемещающуюся и вращающуюся трубу с антикоррозионным покрытием. Эксплуатация труб с наружным сплошным утяжеляющим бетонным покрытием показала их более эффективную работу, чем труб, уложенных традиционными способами балластировки. Поэтому в последние годы при сооружении подводных участков морских газопроводов в основном применяются ОТ.

Не останавливаясь на особенностях конструкции ОТ, технологии ее изготовления и укладки, представим ее в расчетной модели в виде трехслойной оболочки, состоящей из стальной трубы, изоляционного слоя и утяжеляющего бетонного покрытия (бетонной оболочки). Для наглядности и упрощения расчетов здесь будем рассматривать симметричную конструкцию подводного участка морского газопровода. Он условно разделен на три части: в средней части, за счет перехода грунтов засыпки и основания в жидкопластическое состояние, грунт размыт полностью с трубы, поэтому здесь образуется размытая оголенная часть; к ней слева и справа примыкают идентичные подземные части, в которых грунт не подвергается разжижению и обводнению.



Рис. 2. Внешний вид обетонированной трубы

Fig. 2. Appearance of the concreted pipe

На рис. 3 изображена расчетная схема газопровода, в которой указаны направления осей координат и принятые обозначения.

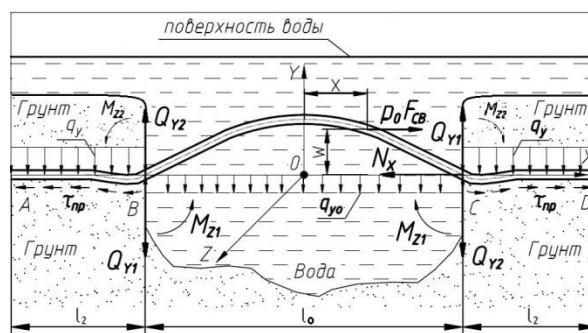


Рис. 3. Расчетная схема подводного участка морского газопровода

Fig. 3. Calculation scheme of the underwater section of the offshore gas pipeline

На рис. 3 приняты следующие обозначения: O – точка в середине размытой оголенной части; A и D – точки на концах рассчитываемого участка; B и C – точки в узле сопряжения размытой оголенной части и прилегающих к ней подземных частей; w – стрела подъема ОТ в размытой оголенной части; M_{z1} , M_{z2} – изгибающие моменты, действующие на размытую оголенную часть и прилегающие подземные части газопровода, соответственно; Q_{y1} , Q_{y2} – поперечные силы, действующие на размытую оголенную часть и прилегающие подземные части, соответственно; l_0 – длина размытой оголенной части; l_2 – длина прилегающих подземных частей; τ_{np} – сопротивление грунта продольным перемещениям газопровода; q_{y0} – вертикальная составляющая нагрузки, равная разности между весом газопровода с газом и выталкивающей силой воды; p_0 – расчетное внутреннее давление в газопроводе; $F_{св}$ – площадь поперечного сечения ОТ «в свету»; N_x – продольное осевое усилие; q_y – вертикальная составляющая нагрузки, равная весу трубы с газом и давлению грунта на трубу.

Давление грунта на подземном участке на трубопровод определяется по различным моделям в зависимости от наличия свода естественного равновесия или его нарушения [13–16]. Поэтому вертикальная

составляющая нагрузки на ОТ q_y для этих моделей в зависимости от состояния грунта засыпки задается по различным формулам.

За расчетную модель напряженно-деформированного состояния (НДС) ОТ принимается трехслойный стержень трубчатого сечения, который состоит из внутреннего, среднего и крайнего стержней, которые, соответственно, моделируют стальную трубу, слой изоляции и бетонное покрытие (бетонная оболочка) (рис. 2). Принимается предположение о том, что они изготовлены из упругих материалов. В расчетной схеме рассматриваемого здесь подводного участка газопровода используется наиболее часто применяемая математическая модель однопролетного балочного перехода без специальных опор с примыкающими подземными участками [13–16].

В данной статье рассматривается решение задачи в трех постановках. В первой постановке задачи учитывается воздействие внутреннего давления и температурных напряжений, вызывающих дополнительный изгиб газопровода. В ней НДС размытой оголенной части газопровода описывается дифференциальным уравнением продольно-поперечного изгиба трубчатого стержня

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{yo}}{EJ}. \quad (1)$$

В (1) приняты следующие обозначения: EJ – изгибная жесткость ОТ; S_x – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, которое определяется согласно положению 12.4.5 нормативного документа [17], регламентирующего сооружение и эксплуатацию магистральных трубопроводов. Значение S_x задается по формуле

$$S_x = p_0 \cdot F_{св} - N_x, \quad (2)$$

где p_0 – внутреннее давление в газопровode; $F_{св}$ – площадь поперечного сечения стальной трубы «в свету»;

$$N_x = \sigma_{кц} \cdot (\mu \cdot F_{0st} + \mu_{iz} \cdot F_{0iz} + \mu_{bt} \cdot F_{0bt}) - \Delta t \cdot (\alpha \cdot E \cdot F_{0st} + \alpha_{iz} \cdot E_{iz} \cdot F_{0iz} + \alpha_{bt} \cdot E_{bt} \cdot F_{0bt}), \quad (3)$$

E , μ , α – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы; E_{iz} , μ_{iz} , α_{iz} – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения изоляционного покрытия; E_{bt} , μ_{bt} , α_{bt} – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения бетонного покрытия; $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы, возникающие от внутреннего давления; Δt – температурный перепад, равный разности температур эксплуатации и замыкания трубы при сооружении трубопровода; F_{0st} , F_{0iz} , F_{0bt} – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки, соответственно. По формуле (3) задается продольное осевое усилие растяжения-сжатия обетонированной трубы.

Остальные обозначения указаны на рис. 3.

НДС газопровода в подземных частях АВ и CD, которые прилегают слева и справа к средней размытой оголенной части, описывается с помощью диф-

ференциального уравнения продольно-поперечного изгиба трубчатого стержня в упругой среде [13–15]

$$\frac{d^4 v}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}. \quad (4)$$

В (4) приняты следующие обозначения: v – прогиб ОТ в подземных частях АВ и CD; D_n – наружный диаметр ОТ; c_{yo} – обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта, МПа/см, который связан с модулем деформации грунта и геометрическими характеристиками ОТ следующей зависимостью

$$c_{yo} = \frac{0,12E_{гр}}{(1-\mu_{гр}^2)\sqrt{\ell_{01}D_n}}, \quad (5)$$

$E_{гр}$ – модуль деформации грунта ненарушенной структуры, МПа; $\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона грунта; ℓ_{01} – единичная длина трубопровода, $\ell_{01}=100$ см.

В начале и в конце рассчитываемого участка трубопровод находится в строго горизонтальном положении, и здесь он прогибается вниз пропорционально собственному весу и давлению грунта засыпки. Поэтому в точках А и D должны выполняться следующие граничные условия:

$$v(l_2) = \frac{q_y(l_2)}{c_{yo}}, \quad v'(l_2) = 0. \quad (6)$$

В узлах сопряжения размытой оголенной части и прилегающих к ней слева и справа подземных частях трубопровода в точках В и С должны быть равными прогибы, углы поворота продольных осей, а также изгибающие моменты и поперечные силы. Следовательно, здесь должны выполняться следующие граничные условия:

$$\begin{aligned} w\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= v(0); \quad w'\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) = v'(0); \\ M_{z1}\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= M_{z2}(0); \quad Q_{y1}\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) = Q_{y2}(0). \end{aligned} \quad (7)$$

Во второй постановке задачи пренебрегается воздействием внутреннего давления и температурных напряжений, вызывающим дополнительный изгиб трубопровода. В этом случае для описания НДС газопровода в дифференциальных уравнениях (1) и (4) необходимо эквивалентное продольное усилие принять равным нулю ($S_x=0$).

В третьей постановке рассмотрена задача о НДС трубопровода, на концах которого установлены компенсаторы. В случае пренебрежения жесткостью конструкции компенсатора на концах трубопровода будет действовать растягивающее продольное усилие S_p [13–15].

Значение этого усилия определяется по формуле

$$S_p = p_0 F_{св} = \frac{p_0 \pi \cdot D_{вн}^2}{4}. \quad (8)$$

Под действием этого усилия трубопровод будет растягиваться в продольном направлении. Подобным образом растягивается трубопровод от действия внутреннего давления на закрытые задвижки (заглушки), которые находятся на его концах [13].

Если в дифференциальных уравнениях (1), (4) эквивалентное продольное осевое усилие S_x , определяемое по формуле (2), заменить на растягивающее продольное усилие S_p , задаваемое формулой (8), и взятое со знаком «минус» в этой формуле, то уравнения (1), (4) будут описывать НДС газопровода, который будет растягиваться в продольном направлении под действием этого усилия. Таким образом, получили дифференциальные уравнения для описания НДС подводного участка газопровода, на концах которого установлены компенсаторы [13–15]. При надземной прокладке трубопроводов используются П-, Г- и Z-образные компенсаторы, а при сооружении подземных трубопроводов применяются компенсаторы-упоры, конфигурация которых имеет грубое очертание трапеции, и они при проектировании собираются из набора отводов, выполняемых гнутьем, с прямолинейными участками между ними [13, 18]. Не останавливаясь на особенностях конструкции компенсаторов, рассмотрим эффективность их применения на всплывших участках подводных морских газопроводов.

Авторами данной статьи разработана методика совместного интегрирования дифференциальных уравнений (1) и (4) с учетом граничных условий (6) и (7) для случая, когда трубопровод моделируется стержнем трубчатого сечения, получены решения дифференциальных уравнений (1), (4) в конечных аналитических выражениях для вышеописанных трех вариантов постановок задач [14, 15], составлены программы расчета, в которых найдены постоянные интегрирования полученных решений для дифференциальных уравнений (1), (4) с учетом граничных условий (5) и (6), построены эпюры основных характеристик НДС по всей длине рассматриваемого участка газопровода.

Учет в математической модели трехслойного стержня в расчете НДС подводного морского газопровода, составленного из обетонированных труб, осуществляется по теории механики многослойных оболочек и стержней [19, 20].

Для описанных здесь постановок задачи была составлена программа для компьютера, позволяющая совместно решить уравнения (1) и (4) с учетом устанавливаемых граничных условий (6), (7), что позволило рассчитать основные параметры НДС трубопровода и построить для них эпюры: прогиба продольной оси трубопровода, изгибных напряжений, а также рассчитать экстремальные значения прогиба и изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов.

Таким образом, математической моделью подводного участка морского газопровода является однопролетный бескомпенсаторный балочный переход без специальных опор, который находится под водой и деформируется совместно с примыкающими подземными участками. Несмотря на принятые здесь упрощения в конструкции подводного участка морского газопровода и условия его нагружения, удается установить влияние на всплытие участка газопровода внутреннего рабочего давления и температурных напряжений, длины размытой оголенной части, изме-

нения состояния грунтов основания и засыпки на прилегающих к этой части слева и справа подземных частей, а также выявить эффективную работу компенсаторов по предотвращению всплытия газопровода.

Необходимо отметить следующее. Вышеописанная первая постановка задачи о НДС подводного участка морского газопровода представляет собой ее геометрически нелинейную постановку. С помощью решения этой задачи можно описать переход из одной формы изгиба в другую в зависимости от длины размытой оголенной части, состояния грунтов прилегающих подземных частей и параметров эксплуатации газопровода [15]. Если рассмотреть первую постановку задачи о НДС размытой оголенной части без учета ее совместных деформаций с прилегающими подземными частями, то исследованием ее решения можно найти выражение для определения критической силы, которая совпадает с формулой критической силы в классической задаче устойчивости Эйлера.

Расчетное давление в газопровode p_0 определяется согласно положению 2.2 нормативного документа [21], регламентирующего правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов по значениям внутреннего рабочего давления в газопровode p_i , задаваемого в проекте, минимального гидростатического давления $p_{g.min}$, определяемого в зависимости от давления морской воды на газопровод и от глубины его укладки, а также добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp :

$$p_0 = (p_i - p_{g.min}) + \Delta p. \quad (9)$$

По данным работы [1] для подводного перехода через Байдарацкую губу задаем следующие значения параметров эксплуатации p_i и Δt : $p_i=11,8$ МПа; $\Delta t=35$ °С. С учетом ранее указанной глубины моря на рассматриваемом здесь участке газопровода и добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp по формуле (9), имеем следующую величину расчетного давления в трубопроводе $p_0=11,6$ МПа.

В табл. 1 представлены геометрические и физико-механические характеристики составляющих труб ОТ.

Анализ результатов решения задачи

Для выявления возможного всплытия газопровода были выполнены расчеты и анализ его НДС для рассматриваемого здесь подводного участка морского газопровода, находящегося под действием рабочего давления ($p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С) и в опорожняемом состоянии ($p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С). Общая длина рассматриваемого участка равна 420 м, а длина размытого оголенного участка $l=120$ м. Были рассмотрены два типа грунтов на прилегающих участках, которые различаются физико-механическими характеристиками. За счет частичного разжижения и обводнения грунта происходит уменьшение его жесткости. Не останавливаясь на описании изменения состояния грунта при его частичном разжижении, задание физико-механических параметров грунтов засыпки и основания осуществим по данным работ [1, 13–15]. Далее представим их значения для этих двух типов грунтов.

Первый тип грунта: $E_{гр}=20$ МПа, $\mu_{гр}=22$, $\gamma_{гр}=19$ Н/м³, $\varphi_{гр}=32$ град, $R_{гр}=0,3$ МПа (грунт-основание); $E_{гр}=16$ МПа, $\mu_{гр}=2$, $\gamma_{гр}=15$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,2$ МПа (грунт-засыпка).

Второй тип грунта: $E_{гр}=5$ МПа, $\mu_{гр}=22$, $\gamma_{гр}=15$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,2$ МПа (грунт-основание); $E_{гр}=4$ МПа, $\mu_{гр}=2$, $\gamma_{гр}=13$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,1$ МПа (грунт-засыпка).

Здесь и далее для грунтов приняты следующие обозначения: $E_{гр}$ – модуль деформации; $\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона; $\gamma_{гр}$ – удельный вес; $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения; $R_{гр}$ – несущая способность грунта.

На рис. 4–7 представлены эпюры прогиба и изгибных напряжений, а в табл. 2, 3 приведены максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов газопровода для вышеописанных трех постановок задачи. Обозначения эпюр прогиба и изгибных напряжений на рис. 4–7 для каждой постановки задачи указаны в табл. 2, 3.

Таблица 1. Геометрические, физико-механические характеристики обетонированной трубы

Table 1. Geometric, physical and mechanical characteristics of the concreted pipe

Наименование труб Name of pipes	Геометрические и физико-механические характеристики труб Geometrical and physical-mechanical characteristics of pipes				
	Наружный диаметр, мм Outer diameter, mm	Модуль упругости, Е, МПа Elasticity modulus, E, MPa	Коэффициент Пуассона, μ Poisson's ratio, μ	Коэффициент линейного температурного расширения, α , °C ⁻¹ Coefficient of linear thermal expansion, α , °C ⁻¹	Объемная масса, γ , кг/м ³ Volume mass, γ , kg/m ³
Стальная труба Steel pipe	1219×27	2,06·10 ⁵	0,3	1,2·10 ⁻⁵	7800
Изоляционная оболочка Insulating sheath	1229×5	6,09·10 ²	0,3	1,3·10 ⁻⁴	900
Бетонное покрытие Concrete coating	1429×100	2,06·10 ⁴	0,4	1,0·10 ⁻⁵	2500

Таблица 2. Максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов в размытом оголённом участке газопровода для первого типа грунта

Table 2. Maximum values of deflection in the middle of the span and the values of bending stresses from the span and support bending moments in the blurred bare section of the gas pipeline for the first type of soil

Параметры эксплуатации Operating parameters	Постановки задачи Problem statements	Расчетные параметры Calculated parameters		Прогиб, см Deflection, cm	Изгибные напряжения, МПа Bending stresses, MPa	
		q_{y0} , кН/м q_{x0} , кН/м	S_x, S_p , кН (kN)		от пролетных изгибающих моментов from span bending moments	от опорных изгибающих моментов from support bending moments
$p_0=11,6$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-4,39	$S_x=5,4 \cdot 10^4$	$ws(0)=292,2$	$msz(0)=-347,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=305,3$
	Вторая/Second	-5,43	$S_x=0$	$wy(0)=-17,9$	$myz(0)=2152$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-26,3$
	Третья/Third	-4,39	$S_p=1,24 \cdot 10^4$	$wr(0)=-14,7$	$mrz(0)=16,7$	$mbz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-21,5$
$p_0=0,1$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-2,91	$S_x=4,8 \cdot 10^4$	$ws(0)=-173,6$	$msz(0)=264,1$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-244,9$
	Вторая/Second	-2,91	$S_x=0$	$wy(0)=-12,14$	$myz(0)=4,24$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,44$
	Третья/Third	-2,91	$S_p=1,07 \cdot 10^4$	$wr(0)=-12,11$	$mbz(0)=14,20$	$mbz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,40$

Таблица 3. Максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов в размытом оголённом подводном участке газопровода для второго типа грунта

Table 3. Maximum values of deflection in the middle of the span and the values of bending stresses from the span and support bending moments in the blurred bare section of the gas pipeline for the second type of soil

Параметры эксплуатации Operating parameters	Постановки задачи Problem statements	Расчетные параметры Calculated parameters		Прогиб, см Deflection, cm	Изгибные напряжения, МПа/Bending stresses, MPa	
		q_{y0} , кН/м	S_x, S_p , кН (kN)		от пролетных изгибающих моментов from span bending moments	от опорных изгибающих моментов from support bending moments
$p_0=11,6$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-4,39	$S_x=5,4 \cdot 10^4$	$ws(0)=107,6$	$msz(0)=-162,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=127,2$
	Вторая/Second	-5,43	$S_x=0$	$wy(0)=-21,3$	$myz(0)=21,5$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-26,3$
	Третья/Third	-4,39	$S_p=1,24 \cdot 10^4$	$wr(0)=-20,6$	$mrz(0)=18,2$	$mrz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-18,7$
$p_0=0,1$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-2,91	$S_x=4,8 \cdot 10^4$	$ws(0)=267,2$	$msz(0)=-355,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=309,5$
	Вторая/Second	-2,91	$S_x=0$	$wy(0)=-15,1$	$myz(0)=14,33$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,3$
	Третья/Third	-2,91	$S_p=1,07 \cdot 10^4$	$wr(0)=-15,1$	$mrz(0)=16,90$	$mrz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,3$

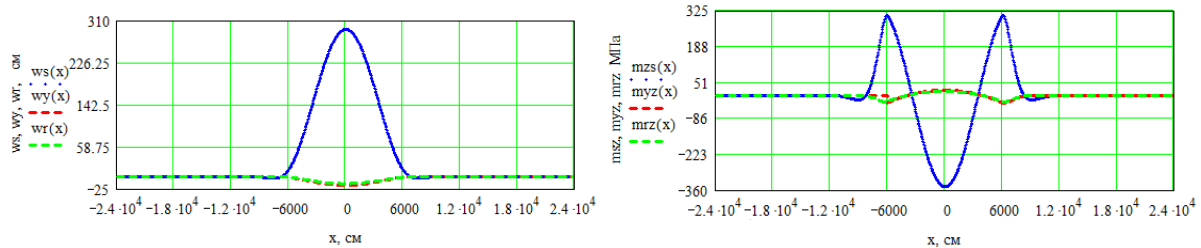


Рис. 4. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для первого типа грунта, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 4. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the first type of soil, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

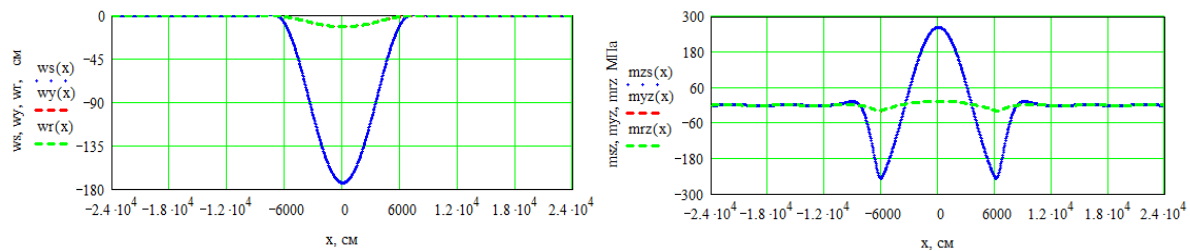


Рис. 5. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для первого типа грунта, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 5. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the first type of soil, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

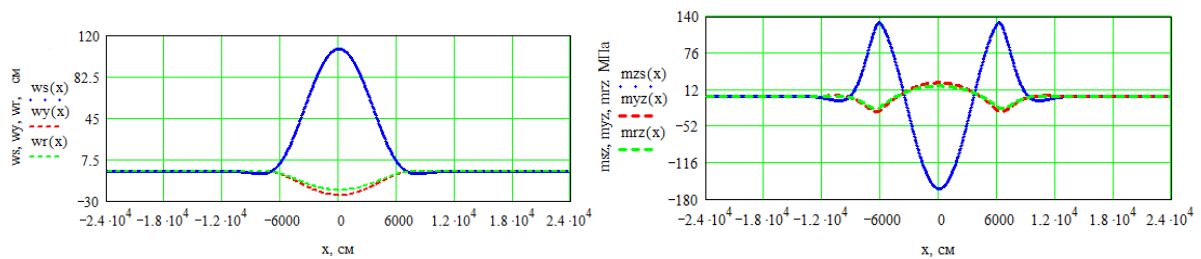


Рис. 6. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для второго типа грунта, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 6. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the second type of soil, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

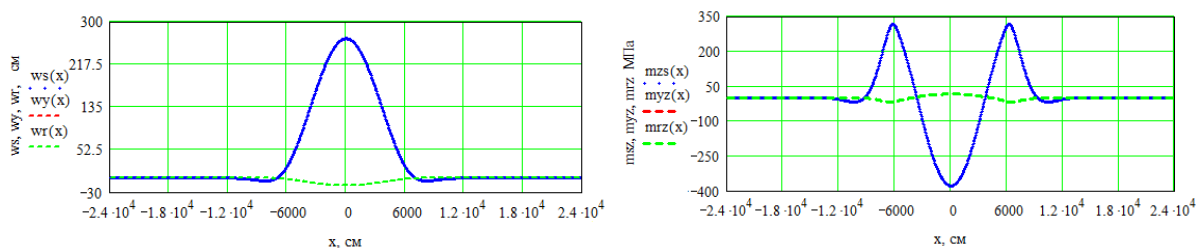


Рис. 7. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для второго типа грунта, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 7. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the second type of soil, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Анализ данных табл. 2, 3 и эпюр рис. 4–7 позволяет сделать следующие выводы:

1. Размытая оголенная часть опорожняемого подводного морского газопровода под действием собственного веса и температурных напряжений прогибается вниз. При этом за счет действия температурных напряжений экстремальное значение прогиба в середине пролета увеличивается более чем

в 14 раз, по сравнению с соответствующей характеристикой опорожняемого газопровода. На участке газопровода с компенсаторами отсутствуют температурные напряжения, поэтому в случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка удастся ликвидировать воздействие температурных напряжений на изгиб газопровода и последний возвращается в исходное положение, и

экстремальное значение прогиба в середине пролета не превышает 12,1 см.

2. При подаче давления в газопровод за счет действия внутреннего давления и температурных напряжений изменяется форма изгиба газопровода, стрела прогиба в размытой оголенной части меняет свое направление и здесь газопровод начинает подниматься вверх. Например, при $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С экстремальное значение подъема в середине пролета достигает 292,2 см, и при увеличении параметров эксплуатации газопровода или длины размытой оголенной части подводного участка газопровода возможно его всплытие. В случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения газопровода компенсаторами, газопровод возвращается в исходное проектное положение, т. е. он прогибается вниз и экстремальное значение прогиба стрелы прогиба в середине полета при $p_0=11,6$ МПа не превышает 14,7 см.
3. Для опорожняемого газопровода ($p_0=0,1$ МПа) решения задач во второй и третьей постановках дают практически равные значения характеристик изгиба, поскольку при отсутствии внутреннего давления компенсатор не может растягивать газопровод. Но, несмотря на отсутствие растяжения газопровода компенсатором, последний препятствует температурным напряжениям сжать газопровод в продольном осевом направлении. Поэтому в газопроводе с компенсатором характеристики изгиба газопровода будут значительно меньше, чем эти характеристики в газопроводе без компенсатора. Например, в газопроводе с компенсатором, который находится в частично разжиженном состоянии грунта (второй тип грунта) при $p_0=0,1$ МПа экстремальные значения прогиба в середине пролета более чем в 14 раз меньше, чем эта характеристика изгиба для газопровода без компенсатора.
4. В случае, когда уменьшается жесткость грунта в прилегающих подземных частях за счет частичного разжижения грунта (второй тип грунта), газопровод, который находится под действием рабочего давления, приподнимается вверх, при этом экстремальное значение стрелы подъема в середине пролета размытой оголенной части составляет 107,6 см, что означает нарушение проектного положения рассчитываемого участка газопровода. Следует отметить, что в этом случае не удастся изменить направление изгиба газопровода сбросом внутреннего давления в газопроводе. Если установить компенсаторы на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения ими газопровода, последний изменяет направление стрелы прогиба, т. е. прогибается вниз. Например, при $p_0=11,6$ МПа экстремальное значение прогиба газопровода не превышает 20,7 см. Это указывает на возвращение газопровода в проектное положение.

Заключение

1. Анализом условий эксплуатации газопроводов Северный поток-2 установлено, что причиной их всплытия и нарушения проектного положения газопроводов на подводном участке морского перехода на Байдарацкой губе в Карском море являются особые условия их эксплуатации. Воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы и потока газа по ней приводят на одних частях участка подводного морского газопровода к размыву и оголению трубы, а в других частях – к ослаблению удерживающей способности грунта засыпки и потере несущей способности грунта основания.
2. По результатам решения задачи о НДС рассчитываемого подводного участка газопровода установлено влияние длины обводненной оголенной части, состояния грунта на прилегающих к ней подземных частях и значений параметров эксплуатации на его всплытие.
3. В случае, когда уменьшается жесткость грунта в прилегающих участках за счет частичного разжижения грунта или увеличиваются длина размытого оголенного участка, значения внутреннего давления и температурных напряжений, происходит изменение формы изгиба газопровода, а стрела прогиба в размытом оголенном участке меняет свое направление и здесь газопровод начинает подниматься вверх, что может сопровождаться всплытием газопровода. В рассмотренных примерах расчетов найдены значения характеристик грунтов и параметров эксплуатации газопровода, при достижении которых возможно всплытие газопровода.
4. Установлена эффективная работа компенсаторов по предотвращению всплытия подводных участков морского газопровода и сохранению их в проектное положение. В случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения газопровода компенсаторами, он возвращается в исходное проектное положение, т. е. стрела прогиба газопровода в размытой оголенной части будет направлена вниз. Следует отметить, что, даже в случае, когда не удастся изменить направление формы изгиба приподнятого вверх газопровода сбросом внутреннего давления, после установки компенсаторов этот газопровод изменяет направление стрелы прогиба, прогибается вниз, возвращается в проектное положение.
5. При проектировании и сооружении подводных подземных участков морского газопровода рекомендуется применять компенсаторы-упоры, конфигурация которых имеет грубое очертание трапеции, и они собираются из набора отводов, выполняемых гнутьем, с прямолинейными участками между ними [13, 18]. Авторами статьи [18] изучена эффективность применения компенсаторов-упоров в карстовой зоне на потенциально опасном подземном участке магистрального газопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лаптева Т.Н. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2019. – 295 с.
2. Морские трубопроводы в транзитной зоне арктического шельфа. Обеспечение работоспособности / Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, М.В. Шабарчина, Л.А. Копаева // Oil&Gas Journal Russia. – 2018. – № 9. – С. 78–84.
3. Зарипов Р.Ф., Коробков Г.Е. Изменение механических свойств арктических трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (124). – С. 52–61. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-52-61.
4. Разработка интегрального критерия выбора характеристик трубопровода, повышающих его долговечность в арктических условиях / Р.Ф. Зарипов, З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, Р.М. Юсупов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 22–27. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-10305.
5. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines // Ocean Engineering. – 2020. – V. 216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108019>.
6. Wang Z., Tang Y., Guedes S.C. Imperfection study on Structures // Ocean Engineering. – 2021. – V. 76. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2020.102916>.
7. Davaripour F., Quinton B.W.T., Pike K. Effect of damage progression on the plastic capacity of a subsea pipeline // Ocean Engineering. – 2021. – V. 234. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109118>.
8. Buckling mechanism of offshore pipelines: a state of the art / D. Seth, B. Manna, J.T. Shahu, T. Fazeres-Ferradosa, F.T. Pinto, P.J. Rosa-Santos // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – V. 9. – № 10. DOI: 10.3390/jmse9101074
9. Hong Z., Liu W., Xu B. Research on the pipeline walking caused by cyclic increasing soil friction for free deep-sea submarine pipelines laid on even seabed // Marine Structures. – 2021. – V. 75. – P. 102873. DOI: 10.1016/j.marstruc.2020.102873
10. Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Engineering Structures. – 2016. – V. 109. – P. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018
11. Palmer A.C., King R.A. Subsea pipeline engineering. – Oklahoma: PWC. 2006. – 570 p.
12. Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Engineering. – 2017. – V. 142. – P. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057
13. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
14. 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.
15. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Интер», 2005. – Т. 1. – 706 с.
16. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
17. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 100 с.
18. Расчетное обоснование установки компенсаторов-упоров в карстовой зоне на потенциально опасном участке газопровода / Р.Н. Бахтизин, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков, Р.Б. Масалимов // Газовая промышленность. 2018. – № 3 (765). – С. 72–77.
19. Болотин В.В., Новичков Ю.Н. Механика многослойных конструкций. – М.: Машиностроение, 1980. – 376 с.
20. Ильгамов М.А. Модель всплытия подводного трубопровода // Доклады Российской академии наук. Физика. Технические науки. – 2022. – Т. 504. – № 1. – С. 12–16. DOI: 10.31857/S2686740021010053
21. НД № 020301-005. Правила классификации и построение морских подводных трубопроводов. – СПб.: ФАУ «Российский морской регистр судоходства», 2017. – 171 с.

Поступила 08.09.2022 г.

Дата рецензирования: 14.10.2022 г.

Информация об авторах

Зарипов Р.М., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории механики твёрдого тела Института механики им. Р.Р. Мавлютова – обособленного структурного подразделения Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук.

Масалимов Р.Б., кандидат технических наук, доцент Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.692.4

USE OF COMPENSATORS IN THE UNDERWATER SECTION OF THE OFFSHORE GAS PIPELINE TO PREVENT ITS SURFACING

Rail M. Zaripov¹,
rail.zaripov@gmail.com

Radik B. Masalimov²,
masalimovrb@mail.ru

¹ P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, a separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, 69, Oktyabrya avenue, Ufa, 450054, Russia.

² Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance of the study lies in preventing the surfacing of underwater sections of the offshore gas pipeline and keeping them in the design position.

Purpose: identification of the length of the blurred exposed part, soil condition on the adjacent underground parts, internal pressure and temperature stresses for the ascent of the underwater section of the gas pipeline, as well as the establishment of effective operation of compensators.

Objects: underwater sections of the gas pipeline, expansion joints.

Methods: joint integration of a system of differential equations describing the stress-strain state of a blurred exposed part and adjacent underground parts.

Results. The paper introduces brief information about the ascent of two of four threads of the Nord Stream-2 at the site of the underwater passage through the Baydaratskaya Bay in Yamal. The following three statements of the problem of the stress-strain state of the calculated underwater section of the gas pipeline are considered: taking into account the effect of internal pressure and temperature stresses on the bending of the pipeline, causing additional bending of the gas pipeline; neglecting the effect of internal pressure and temperature stresses on the bending of the pipeline; with compensators installed at the beginning and end of the calculated section. The presented solution for the first formulation of the problem depends on the usual trigonometric functions, for the second formulation of the problem – on polynomials, and in the third formulation – on hyperbolic and trigonometric functions. For these three problem statements, the main characteristics of the stress-strain state of the gas pipeline are calculated, diagrams of its deflection and bending stresses are constructed, the tables show the extreme values of these characteristics for different values of the parameters of the operation of the gas pipeline for different lengths of the blurred exposed part, and taking into account changes in soil state on adjacent underground parts. The effective operation of compensators designed to prevent the surfacing of underwater sections of the offshore gas pipeline and to keep them in the design position was established.

Key words:

gas pipeline, soil, deflection, stress, pressure, compensator.

REFERENCES

- Lapteva T.N. *Razrabotka metodov obespecheniya rabotosposobnosti morskikh neftegazoprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh arkticheskogo shelfa*. Diss. Dokt. nauk [Development of methods for ensuring the operability of offshore oil and gas pipelines in complex engineering and geological conditions of the Arctic shelf. Dr. Diss.]. Moscow, 2019. 295 p.
- Lapteva T.I., Mansurov M.N., Shabarchina M.V., Kopaeva L.A. Offshore pipelines in the transit zone of the Arctic shelf. Ensuring operability. *Oil&Gas Journal Russia*, 2018, no. 9, pp. 78–84. In Rus.
- Zaripov R.F., Korobkov G.E. Changing the mechanical properties of Arctic pipelines. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov*, 2020, no. 2 (124), pp. 52–61. In Rus. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-52-61.
- Zaripov R.F., Ishberdina Z.R., Korobkov G.E., Yusupov R.M. Development of an integral criterion for the selection of pipeline characteristics that increase its durability in Arctic conditions. *Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials*, 2020, no. 3, pp. 22–27. In Rus. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-10305.
- Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines. *Ocean Engineering*, 2020, vol. 216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108019>.
- Wang Z., Tang Y., Guedes S.C. Imperfection study on Structures. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 76. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2020.102916>.
- Davaripour F., Quinton B.W.T., Pike K. Effect of damage progression on the plastic capacity of a subsea pipeline. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 234. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109118>.
- Seth D., Manna B., Shahu J.T., Fazeres-Ferradosa T., Pinto F.T., Rosa-Santos P.J. Buckling mechanism of offshore pipelines: a state of the art. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, vol. 9, no. 10. DOI: 10.3390/jmse9101074
- Hong Z., Liu W., Xu B. Research on the pipeline walking caused by cyclic increasing soil friction for free deep-sea submarine pipelines laid on even seabed. *Marine Structures*, 2021, vol. 75, p. 102873. DOI: 10.1016/j.marstruc.2020.102873
- Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control. *Engineering Structures*, 2016, vol. 109, pp. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018
- Palmer A.C., King R.A. *Subsea pipeline engineering*. Oklahoma, PWC, 2004. 570 p.
- Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels. *Ocean Engineering*, 2017, vol. 142, pp. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057
- Ajnbinder A.B. *Raschet magistralnykh i promyslovykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost* [Calculation of trunk and field pipelines for strength and stability]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 341 p.

14. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. *Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoychivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii* [Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and reservoirs in complicated operating conditions]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2009. 409 p.
15. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. *Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoychivosti truboprovodov* [Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions. Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines]. Moscow, Inter Publ., 2005. Vol. 1. 706 p.
16. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Gamburg I.Sh. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2011. 748 p.
17. SP 36.13330.2012. *Svod pravil. Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIp 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. A set of rules. Main pipelines. Updated version of SNIp 2.05.06-85*]. Moscow, Gosstroy Publ., 2013. 100 p.
18. Bakhtizin R.N., Zaripov R.M., Korobkov G.E., Masalimov R.B. Calculation justification for the installation of compensator stops in the karst zone on a potentially dangerous section of the gas pipeline. *Gas industry*, 2018, no. 3 (765), pp. 72–77. In Rus.
19. Bolotin V.V., Novichkov Y.N. *Mekhanika mnogosloynnykh konstruksiy* [Mechanics of multilayer structures]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1980. 376 p.
20. Ilgamov M.A. Model vsplytiya podvodnogo truboprovoda [The underwater pipeline ascent model]. *Doklady Rossiyskoy akademii nauk. Fizika. Tekhnicheskie nauki*, 2022, vol. 504, no. 1, pp. 12–16. DOI:10.31857/S2686740021010053
21. *ND № 020301-005. Pravila klassifikatsii i postroenie morskikh podvodnykh truboprovodov* [Classification rules and construction of offshore underwater pipelines]. St. Petersburg, Rossiyskiy morskoy registr sudokhodstva Publ., 2017. 171 p.

Received: 8 September 2022.

Reviewed: 14 October 2022.

Information about the authors

Rail M. Zaripov, Dr. Sc., leading researcher, P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, a separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences.

Radik B. Masalimov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technical University.