

УДК 539.1:539.6439

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

Шифр специальности ВАК: 25.00.19

## Численное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на болотах, балластированного утяжелителями

Р.М. Зарипов<sup>1✉</sup>, Р.Б. Масалимов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Институт механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Россия, г. Уфа

<sup>2</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

✉ rail.zaripov@gmail.com

**Аннотация. Актуальность.** Всплывший участок газопровода на болоте, балластированный утяжелителями, квалифицируется как «поврежденный» и должен быть выведен из эксплуатации. **Цель:** установление влияния на всплытие газопровода на болоте веса утяжелителей, зависящего от удельного веса болотной воды с учетом концентрации в ней растворенных минералов, доля которых замеряется молями, изменение величин физико-механических характеристик грунта за счет его обводнения и параметров эксплуатации газопровода. **Объекты:** участки газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте в обводненной местности. **Методы:** моделирование напряженно-деформированного состояния газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте одномерной стержневой системой, состоящей из стержней и узлов их сопряжения; интегрирование методом ортогональной прогонки Годунова нормальной системы нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающих напряженно-деформированное состояние стержней, и составление решения систем алгебраических уравнений равновесия в узлах сопряжения с учетом воздействия на напряженно-деформированное состояние утяжелителей. **Результаты.** Приведены краткие сведения о всплытии газопроводов с установленными на них утяжелителями. Поставлена и решена задача о напряженно-деформированном состоянии участка газопровода, состоящего из средней подводной части, балластированной железобетонными утяжелителями, и крайних обводненных подземных частей. Анализом напряженно-деформированного состояния газопровода установлены следующие основные причины его всплытия: неравномерная неодинаковая осадка грунта основания на крайних частях, в которых труба остается в траншее, засыпанной грунтом; уменьшение веса утяжелителей в воде вследствие увеличения удельного веса воды за счет роста концентрации растворенных в воде минеральных солей и остатков разложения растительности. Найдены критические значения параметров эксплуатации, при достижении которых начинается выпучивание трубы со стрелой прогиба, направленной вверх, предшествующее всплытию газопровода.

**Ключевые слова:** всплытие, балластировка, утяжелитель, анкер, обводнение, газопровод, моделирование, стержневая система, стержень, узел сопряжения

**Благодарности:** Работа выполнена на средства государственного бюджета по государственному заданию 123021200015-5 (FMRS-2023-0015).

**Для цитирования:** Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на болотах, балластированного утяжелителями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 141–154. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

---

UDC 539.1:539.6439

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

## Numerical simulation of the stress-strain state of pipelines ballasted with weighting materials in a swamp

R.M. Zaripov<sup>1✉</sup>, R.B. Masalimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, separate structural subdivision  
of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

✉ rail.zaripov@gmail.com

**Abstract. Relevance.** The surfaced section of a gas pipeline, ballasted with weights, in a swamp qualifies as «damaged» and must be decommissioned. **Aim.** To establish the effect of the weight of weighting agents on a gas pipeline ascent in a swamp. The weight depends on the concentration of moles soluble in water, changes in the values of the physico-mechanical characteristics of the soil due to its watering, and the parameters of the gas pipeline operation. **Objects.** Sections of a gas pipeline, ballasted with weights, in a swamp in a watered area. **Methods.** Modeling the stress-strain state of a gas pipeline, ballasted with weighting agents, in a swamp by a one-dimensional rod system consisting of rods and their coupling nodes; integration by the Godunov orthogonal run method of a normal system of nonlinear ordinary differential equations describing the stress-strain state of the rods and compiling a solution of systems of algebraic equilibrium equations in the coupling nodes, taking into account the impact of weighting agents on stress-strain state. **Results.** The paper introduces the brief information on the surfacing of gas pipelines with weights installed on them. The authors have set and solved the problem of the stress-strain state of the section of the gas pipeline consisting of the middle underwater part, ballasted with reinforced concrete weights, and the extreme flooded underground parts. The analysis of the stress-strain state of the gas pipeline established the following main reasons for its ascent: uneven unequal sedimentation of the base soil on the extreme parts, in which the pipe remains in a trench filled with soil; reducing the weight of weighting agents in water due to an increase in the specific gravity of water due to the growth of concentration of moles dissolved in water. The authors found the critical values of the operating parameters, at which the bulging of the pipe with an upward deflection arrow begins, preceding the ascent of the gas pipeline.

**Keywords:** ascent, ballasting, weighting, anchor, flooding, gas pipeline, modeling, rod system, rod, coupling unit

**Acknowledgements:** The work was carried out at the expense of the state budget according to the state assignment 123021200015-5 (FMRS-2023-0015).

**For citation:** Zaripov R.M., Masalimov R.B. Numerical simulation of the stress-strain state of pipelines ballasted with weighting materials in a swamp. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 141–154. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

### Введение

Трубопроводы, проложенные на болотах и заболоченной местности, пересекающие различные водные преграды (реки, водохранилища, подводные морские переходы), и в карстовой зоне [1–26], деформируясь с водонасыщенным грунтом, подвергаются обводнению. Несмотря на балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями, закрепление их в грунте анкерными устройствами и замену гладких труб обетонированными, при сооружении и капитальном ремонте при эксплуатации газопроводов происходит их всплытие.

На рис. 1 представлены фотографии всплывших участков газопроводов, проложенных на болоте и заболоченной местности.

На рис. 1, а имеет место всплытие небалластированного газопровода, а на рис. 1, б всплытие балластированного газопровода сопровождается опроки-

дыванием с трубы утяжелителей. Подобные участки газопроводов в соответствии с положениями требований нормативных документов, регламентирующих сооружение и эксплуатацию трубопроводов на болотах и болотистой местности, квалифицируются «поврежденными» и выводятся из эксплуатации [1–6].

В аналогичных условиях эксплуатируются газопроводы на подводных морских переходах через Байдарацкую губу на Ямале. Здесь по информации Интерфакса от 20.11.2019 г. всплыли две нити в четырехниточном коридоре газопроводов. Эта информация, а также всплытие труб на других подводных переходах нефтегазопроводов говорит о том, что при подготовке их сооружения в выполненных научных и практических исследованиях не были установлены основные причины всплытия газопроводов, эксплуатируемых в сложных климатических условиях Арктики [8–12].



а/а

б/б

**Рис. 1.** Всплывшие участки газопровода, проложенные на болоте и заболоченной местности: небалластированный газопровод (а); опрокидывание с трубы утяжелителей всплывшего балластированного газопровода (б)  
**Fig. 1.** Surfaced sections of the gas pipeline laid in a swamp and swampy area: unballasted gas pipeline (a); tipping of the weights of a floating ballasted gas pipeline from the pipe (b)

Газопроводы на болотах сооружаются и эксплуатируются в сложных инженерно-геологических условиях [1–7, 13]. Причинами образования подводных затопленных частей трубопроводов на болоте является обводнение грунта вследствие изменения состояния грунта-основания и грунта-засыпки за счет их замерзания и таяния в зависимости от сезона года, совместных деформаций грунта с прогретой трубой, которая дополнительно нагревается за счет перекачки по ней прогретого газа. Для определения причин всплытия подводной затопленной части газопровода, балластированного утяжелителями, в данной статье будет поставлена и решена задача о его напряженно-деформированном состоянии (НДС) с учетом сложных условий его эксплуатации и особенностей конструкции.

#### **Постановка задачи и описание ее решения методом конечных элементов в перемещениях**

Рассматриваемый участок газопровода на болоте состоит из подводной затопленной части, которая располагается в середине участка, и крайних частей, в которых труба находится в траншее, засыпанной грунтом при сооружении газопровода. В подводной затопленной части размывая с грунта оголенная труба находится под действием собственного веса, веса перекачиваемого газа, веса установленных на ней утяжелителей, выталкивающей силы воды, гидростатического давления. Нагружение грунтом газопровода в прилегающих подземных частях зависит от состояния грунта-засыпки и грунта-основания. Подробное описание этих состояний представлено в работах [1–13, 27, 28].

Для упрощенных моделей нагружения участка трубопровода, состоящего из средней подводной и крайних подземных частей, в задачах оценки его прочности и устойчивости в работах [5, 27, 28] используются

дифференциальные уравнения изгиба стержня, находящегося под совместным действием распределенной поперечной нагрузки и продольной растягивающей силы или продольной сжимающей силы, а также в случае отсутствия действия продольной силы. Полученные в них результаты раскрывают физическую картину деформации трубопровода при различных значениях параметров эксплуатации. Эти упрощенные модели не позволяют описать сопротивление грунта продольным перемещениям трубы, несимметричное нагружение крайних подземных частей и неодинаковую осадку грунта-основания на этих частях.

В.И. Мяченковым разработана теория и методы расчета прочности, устойчивости и колебаний конструкций, состоящих из оболочек вращения, находящихся под действием внутреннего давления и температурных напряжений [29]. За математическую модель этих конструкций принята одномерная стержневая система, состоящая из цилиндра, конуса, тора, соединенных между собой кольцами жесткости, шпангоутами.

В расчете НДС рассматриваемого участка газопровода на болоте принимается предположение о том, что профиль его трассы является плоским. Он в расчетной схеме моделируется одномерной стержневой системой в упругой среде, которая состоит из стержней трубчатого сечения и узлов их сопряжения. Их количество определяется анализом профиля трассы газопровода. Составление стержневой системы будет подробно описано в дальнейшем в решении конкретного примера.

Анализ проектно-исполнительской документации трассы газопроводов на болоте показал, что в основном профиль трассы находится в плоскости чертежа [2, 13, 27]. Поэтому расчет НДС рассматриваемого участка газопровода на болоте осуществляется принятием предположения о нахожде-

нии его в плоско-деформированном состоянии. Его расчетной схемой служит одномерная стержневая система в упругой среде, которая состоит из стержней трубчатого сечения и узлов их сопряжения. Их количество определяется анализом профиля трассы газопровода. Составление стержневой системы будет подробно описано в дальнейшем в решении конкретного примера.

В представленной на рис. 2 стержневой системе сплошной линией изображена ее осевая линия, над этой линией последовательно слева направо указаны номера стержней –  $i$  и их количество –  $N_s$ , ( $1 \leq i \leq N_s$ ), а под ней – номера узлов их сопряжения ( $j$ ,  $1 \leq j \leq N_r$ , где  $N_r$  – количество узловых элементов). Следовательно, с левой стороны узла сопряжения с номером  $j$  располагается стержень с номером  $i$ , а с его правой стороны – стержень с номером  $i+1$ .

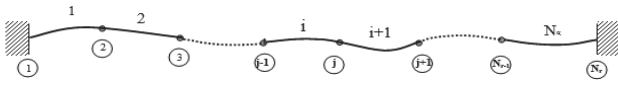


Рис. 2. Стержневая система, моделирующая трубопровод

Fig. 2. Rod system modeling the pipeline

На первом этапе осуществлена постановка задачи о НДС элемента стержня, нелинейные кинематические и физические зависимости, нелинейные дифференциальные уравнения равновесия преобразованы в нормальную систему обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений.

На рис. 3 изображено положение элемента стержня, который, деформируясь, перемещается в плоскости чертежа из нижнего в верхнее положение. На этом рисунке указаны направления осей системы координат деформированного элемента стержня. Она вводится для каждого элемента стержня, является подвижной, локальной, ортогональной и криволинейной, она жестко связана с этим элементом, деформируется вместе с ним. В ней за единичные вектора приняты орты деформированной продольной оси деформированного элемента стержня.

На рис. 3 введены следующие обозначения:  $\rho_0$  – радиус продольной оси недеформированного стержня;  $\rho$  – радиус продольной оси деформированного стержня;  $x$  – продольная координата, введена на деформированной продольной оси стержня;  $u, w, \omega_x$  – координаты обобщенного вектора перемещений в продольном направлении (продольное перемещение), по нормали (прогиб) и угол поворота нормали продольной оси стержневого элемента при его деформации;  $N_x, Q_y, M_z$  – компоненты вектора обобщенного усилия в продольном направлении (продольное усилие), по нормали (поперечная сила) и изгибающий момент, соответственно.

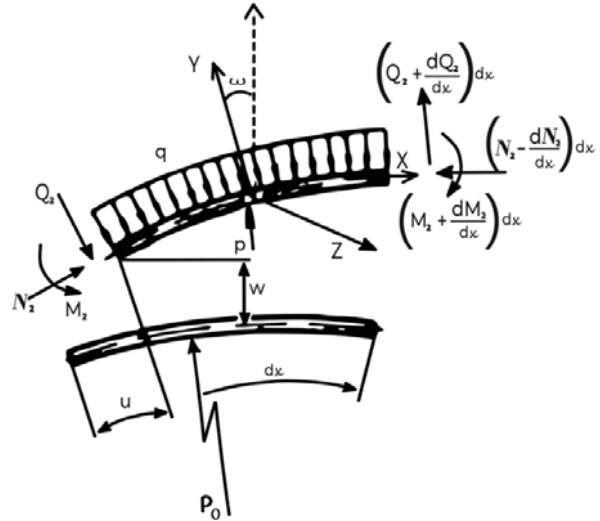


Рис. 3. Схема нагружения элемента стержня  
 Fig. 3. Scheme of loading the rod element

В работе [29] осуществлен вывод нелинейных кинематических формул для нахождения деформаций растяжения-сжатия  $\epsilon_x$ , угла поворота нормали продольной оси стержня  $\omega_x$ , деформации изгиба  $\chi$  в зависимости от координат обобщенного вектора перемещений  $u, w, \omega_x$ .

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

$$\omega_x = -\frac{dw}{dx} + \frac{u}{\rho_0}, \quad (2)$$

$$\chi = \frac{d\omega_x}{dx}. \quad (3)$$

В работе [10] получены нелинейные уравнения равновесия и физические соотношения, которые описывают НДС морского обетонированного трубопровода. Для трубопровода на болоте, составленного из труб без бетонной оболочки и балластированного утяжелителями, уравнения равновесия после преобразований с учетом сложных инженерно-геологических условий эксплуатации и особенностей конструкции представляются в следующем виде.

$$\frac{d(N_x + \omega_x Q_y)}{dx} - \frac{Q_y}{\rho_0} + \pi \cdot D_n \cdot c_{x0} \cdot u = q_x - q_n \cdot \omega_x, \quad (4)$$

$$\frac{dQ_y}{dx} + \frac{(N_x - p_i \cdot F_{cv} + p_{g.min} \cdot F_{ot})}{\rho_0} + \frac{d\omega_x}{dx} (N_x - p_i F_{cv} + p_{g.min} \cdot F_{ot}) + \pi D_n c_{y0} w = -r_{vt} + q_n, \quad (5)$$

$$\frac{dM_z}{dx} - Q_y = 0. \quad (6)$$

В (4)–(6) приняты следующие обозначения:  $c_{x0}$  и  $c_{y0}$  – коэффициенты сопротивления грунта, которые описывают реакцию грунта на продольное перемещение и прогиб трубы, соответственно [2, 13, 26–29]. Необходимо отметить следующее. Коэффициенты  $c_{x0}$  и  $c_{y0}$  задаются по формулам работ [2, 13, 26–28, 30, 31] в зависимости от физико-механических характеристик грунта основания и геометрических размеров трубы. Эти формулы получены на основании результатов экспериментов, проведенных при исследовании совместных деформаций труб с различными типами грунтов, и они более 50 лет успешно применяются в расчетах обеспечения прочности и устойчивости магистральных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях, в том числе в нормативно-методических документах, регламентирующих эксплуатацию и ремонт магистральных трубопроводов.

В работе [13] приведены результаты сравнения характеристик НДС, полученных компьютерным моделированием (расчетным путем) и экспериментами, проведенными в промышленных условиях, на действующих магистральных газопроводах, эксплуатирующихся в карстовой зоне. В компьютерном моделировании реакция грунта на деформацию трубы задавалась с помощью коэффициентов  $c_{x0}$  и  $c_{y0}$ . Это сравнение дало удовлетворительные результаты, расхождение результатов расчета и эксперимента не превышает 5 %.

Внешняя распределенная поперечная нагрузка, равная выталкивающей силе воды, обозначается как  $r_{vt}$ . Величина этой силы, которая соответствует трубе единичной длины, задается в зависимости от удельного веса воды  $\gamma_v$  и наружного диаметра трубы  $D_n$  с помощью следующей формулы [2, 10, 30]

$$r_{vt} = \frac{\pi D_n^2}{4} \cdot \gamma_v. \quad (7)$$

Удельный вес воды  $\gamma_v$  в (7) зависит от концентрации растворенных минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения в болотной воде.

Величина расчетного внутреннего рабочего давления  $p_0$  в газопроводе, находящегося под водой, определяется с помощью следующей формулы [1, 30]:

$$p_0 = (p_i - p_{g.min}) + \Delta p. \quad (8)$$

В (8) приняты следующие обозначения:  $p_i$  – внутреннее рабочее давление в газопроводе;  $p_{g.min}$  – минимальное гидростатическое давление;  $\Delta p$  – гидравлический удар.

В дифференциальных уравнениях (4), (5)  $q_x$ ,  $q_n$  являются проекциями вектора внешней распределенной нагрузки в направлении осей  $Ox$  и  $Oy$ , со-

ответственно [2, 10, 27, 28];  $F_{cv}$ ,  $F_{ot}$  – площадь поперечного сечения трубы, площадь поперечного сечения трубы по ее внутренней и внешней поверхности, соответственно [10, 30].

Зависимость между продольным осевым усилием  $N_x$  и деформацией растяжения-сжатия трубы  $\varepsilon_x$ , кольцевыми напряжениями  $\sigma_{ks}$  и температурным перепадом  $\Delta t$ , а также формула, в которой задается изгибающий момент  $M_z$ , имеют следующий вид:

$$N_x = (E_{st} \cdot \varepsilon_x + \sigma_{ks} \cdot \mu_{st} - \Delta t \cdot \alpha_{st} \cdot E_{st}) \cdot F_0; \quad (9)$$

$$M_z = D \cdot \chi. \quad (10)$$

В (9), (10) приняты следующие обозначения:  $E_{st}$ ,  $\mu_{st}$ ,  $\alpha_{st}$  – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы, соответственно;  $\Delta t$  – температурный перепад, его величина равна разности температур эксплуатации и замыкания трубы при строительстве газопровода;  $F_0$  – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы;  $D$  – изгибная жесткость стальной трубы, определяемая формулой

$$D = E_{st} \cdot J, \quad (11)$$

где  $J$  – момент инерции поперечного сечения стальной трубы

$$J = \frac{\pi(D_n^4 - D_{vn}^4)}{64}, \quad (12)$$

где  $D_{vn}$  – внутренний диаметр стальной трубы.

Величины изгибной жесткости и момента инерции поперечного сечения стальной трубы, определяемые с помощью формул (11), (12), могут быть проверены по их табличным значениям, представленным в [30].

Кинематические зависимости (1)–(3) и дифференциальные уравнения (4)–(6) преобразуются в нормальную систему, состоящую из шести обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений первого порядка. Эта система в векторной форме может быть представлена в следующем виде

$$\frac{\partial \bar{Y}}{\partial x} = \bar{f}(x, \bar{Y}) + \bar{b}(x). \quad (13)$$

В (13) компоненты векторов  $\bar{Y}$ ,  $\bar{f}$ ,  $\bar{b}$  имеют следующий вид

$$y_1 = N_x, \quad y_2 = Q_y, \quad y_3 = M_z, \\ y_4 = u, \quad y_5 = w, \quad y_6 = \omega_x; \quad (14)$$

$$\left. \begin{aligned} f_1 &= y_2/\rho_0 - \pi \cdot D_n \cdot c_{x0} \cdot y_4 - \frac{y_3}{D} \cdot y_2; \\ f_2 &= y_1/\rho_0 - D_n \cdot c_{y0} \cdot y_5 + \frac{y_3}{D} \times \\ &\quad \times \left( y_1 - p_i \cdot F_{cv} + p_{g.min} \cdot F_{ot} \right); \\ f_3 &= -y_2; \quad f_4 = \varepsilon_x + y_5/\rho_0 - 0,5 \cdot y_6^2; \\ f_5 &= y_5/\rho_0 - y_6; \quad f_6 = \chi; \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} b_1 &= -y_6 q_n, \quad b_2 = q_n, \\ b_3 &= b_4 = b_5 = b_6 = 0. \end{aligned} \quad (16)$$

В физических зависимостях (9), (10) переменные  $N_x, M_z$  заменяются на  $y_1, y_3$ , соответственно:

$$y_1 = (E_{st} \cdot \varepsilon_x + \mu_{st} \cdot \sigma_{ks} - \alpha_{st} \cdot \Delta t \cdot E_{st}) \cdot F_0; \quad (17)$$

$$y_3 = D \cdot \chi. \quad (18)$$

При интегрировании системы дифференциальных уравнений (13) линеаризация ее нелинейных членов  $\frac{y_3 \cdot y_2}{D}, \frac{y_3 \cdot y_1}{D}, 0,5 \cdot y_6^2$  с учетом соотношений (14)–(18) выполняется итерационным методом Ньютона-Канторовича.

На втором этапе дается описание особенностей численного моделирования стержневой системой НДС газопровода, забалластированного утяжелителями, на болоте. В ней для каждого стержня с номером  $i$  вводятся вектора обобщенных внутренних силовых факторов для его торцов  $\bar{Q}_j^i$ , где нижний индекс  $j$  указывает номер узла, а верхний индекс  $i$  – номер стержня. Например, вектор  $\bar{Q}_j^i$ , который вводится для левого торца стержня с номером  $i$ , имеет следующие компоненты

$$\bar{Q}_j^i = \begin{Bmatrix} N_{jx}^i \\ Q_{jy}^i \\ M_{jz}^i \end{Bmatrix}. \quad (19)$$

В (19) приняты следующие обозначения:  $N_{jx}^i, Q_{jx}^i$  – компоненты вектора  $\bar{Q}_j^i$  в направлении осей  $Ox$  и  $Oy$ , соответственно. Компонента  $N_{jx}^i$  равна продольному усилию, компонента  $Q_{jx}^i$  – поперечной силе. Компонента  $M_{jz}^i$  соответствует изгибающему моменту.

Введенный для правого торца этого стержня вектор  $\bar{Q}_{j+1}^i$  имеет следующие компоненты

$$\bar{Q}_{j+1}^i = \begin{Bmatrix} N_{(j+1)x}^i \\ Q_{(j+1)y}^i \\ M_{(j+1)z}^i \end{Bmatrix}. \quad (20)$$

Компоненты вектора  $\bar{Q}_{j+1}^i$ , которые указаны в (20), и компоненты вектора  $\bar{Q}_j^i$  в (19) имеют аналогичный физический смысл.

В каждом узле сопряжения с номером  $j$  составляется уравнение равновесия, которое в векторной форме имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \bar{R}_j + \bar{Q}_j^i + \bar{Q}_j^{i+1} &= 0, \\ (i &= 1, 2, \dots, N_s), (j = 1, 2, \dots, N_r), \end{aligned} \quad (21)$$

где  $\bar{R}_j$  – обобщенный вектор внешних сил,

$$\bar{R}_j = \begin{Bmatrix} P_{xj} \\ P_{yj} \\ M_{zj} \end{Bmatrix}, \quad (22)$$

где  $P_{xj}, P_{yj}, M_{zj}$  – продольная осевая сила, поперечная сила и изгибающий момент, соответственно.

Векторное уравнение (21) разложением по ортам деформированной стержневой системы преобразуется в систему, состоящую из трех скалярных уравнений. Следовательно, для этой стержневой системы с  $N_r$  узловыми элементами получится  $3 \cdot N_r$  алгебраических уравнений с  $3 \cdot N_r$  неизвестными компонентами вектора  $\bar{Q}_j^i$ .

Для стержня аналогично вектору обобщенных усилий  $\bar{Q}_j^i$  его торцов вводятся вектора обобщенных перемещений  $\bar{W}_j^i, \bar{W}_{j+1}^i$  торцов этого стержня. Вектор  $\bar{W}_j^i$ , введенный для левого торца стержня, имеет следующие компоненты

$$\bar{W}_j^i = \begin{Bmatrix} u_j^i \\ w_j^i \\ \omega_{x_j}^i \end{Bmatrix}. \quad (23)$$

В (23) введены следующие обозначения:  $u_j^i, w_j^i, \omega_{x_j}^i$  – продольное перемещение, прогиб и угол поворота нормали торца продольной оси деформированного стержня.

Вектор  $\bar{W}_{j+1}^i$ , введенный для правого торца стержня, имеет аналогичные компоненты.

В системе алгебраических уравнений (21) компоненты вектора обобщенных усилий  $\bar{Q}_j^i, \bar{Q}_{j+1}^i$  заменяют на компоненты вектора обобщенных перемещений  $\bar{W}_j^i, \bar{W}_{j+1}^i$  с использованием следующей формулы

$$Q^{ij} = [K^{ij}]W^{ij} + Q_0^{ij}, \quad (24)$$

где

$$\begin{aligned} Q^{ij} &= \begin{bmatrix} Q_j^i \\ Q_{j+1}^i \end{bmatrix}; \quad W^{ij} = \begin{bmatrix} W_j^i \\ W_{j+1}^i \end{bmatrix}; \\ [K^{ij}] &= \begin{bmatrix} K_{11}^{ij} & K_{12}^{ij} \\ K_{21}^{ij} & K_{22}^{ij} \end{bmatrix}; \quad Q_0^{ij} = \begin{bmatrix} Q_{0j}^i \\ Q_{0j+1}^i \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (25)$$

В формуле (25)  $[K^{ij}], Q_0^{ij}$  – матрицы жесткости  $i$ -го стержня [22].

Для нахождения столбцов матрицы  $[K^{ij}]$  система дифференциальных уравнений (13) используется следующим образом.

1. Вместо решения неоднородной системы (13) осуществляется решение однородной части этой системы, что имеет место, когда в (16) полагают  $b_1 = 0, b_2 = 0$ . Это означает отсутствие действия поверхностной нагрузки на стержень.

2. Должны выполняться следующие граничные условия: координаты вектора обобщенного перемещения стержня  $u$ ,  $w$ ,  $\omega_x$  на левом и правом торце равны единице.

Элементы строки матрицы  $Q_0^{ij} = [Q_{0j}^i]$  для стержня с номером  $i$  определяются из решения системы дифференциальных уравнений (13), когда в качестве граничных условий задаются значения компонент вектора обобщенных смещений торцов стержня. Их принимают равными нулю.

При использовании решения преобразованной системы алгебраических уравнений (24) составляется система дифференциальных уравнений (13) для стержня. Решение этой системы методом ортогональной прогонки Годунова определяет компоненты вектора обобщенных усилий и перемещений в узловых точках, полученных разбиением на части отрезка интегрирования, длины стержня. Поскольку решение системы дифференциальных уравнений (13) осуществляется для всех стержней, полученные решения будут представлять полную картину деформирования газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте.

### Описание воздействия утяжелителей на трубопровод в методе конечных элементов в перемещениях

Проектное положение газопроводов на болотах и обводненных участках трассы обеспечивается при их сооружении различными средствами балластировки. В основном применяются бетонные и чугунные утяжелители различной конструкции, установленные одиночно или группой и анкерные устройства (винтовые, раскрывающегося типа, выстреливаемые, взрывные, замороженные, свайные консольного типа, якорные и козловые). Воздействие утяжелителей и анкеров на НДС газопроводов зависит от их конструкции и способа их установки [1–4]. В случае выполнения своего предназначения, например, железобетонный груз и железобетонный утяжелитель придавливают трубу по вертикали в грунт и перемещаются вместе с трубой в продольном направлении, поворачиваясь вместе с ней в вертикальной плоскости.

В расчетной схеме для описания воздействия утяжелителей на трубу вводят фиктивные узлы сопряжения стержневых элементов. Если обозначить их количество через  $nqd$ , воздействие утяжелителей в узле с номером  $j$  можно задать с помощью обобщенного вектора внешних сил  $\bar{R}_j$ , компоненты которого указаны в (22), где  $1 \leq j \leq nqd$ .

Как было указано выше утяжелители не препятствуют продольному перемещению трубы и ее повороту в вертикальной плоскости, поэтому в (22) необходимо принять

$$P_{xi} = 0, M_{zi} = 0. \quad (26)$$

В (26) величина  $P_{yi}$  равна разности веса утяжелителя в воздухе и выталкивающей силы воды. Вес утяжелителя в воздухе задается в зависимости от его типа по данным таблиц работы [2].

Рассматриваемый участок выполнен из труб размером 1420×18,5 мм [18]. Для балластировки этого участка выбран железобетонный утяжелитель марки 1-УБКм-1420-10 [3, 12, 14], который имеет следующие характеристики:  $D_n=1420$  мм;  $m_y=6020$  кг;  $V_y=2,51$  м<sup>3</sup>; ( $m_y, V_y$  – масса и объем железобетонного утяжелителя, соответственно). Удельный вес воды с учетом растворимых в ней минеральных солей и остатков разложения растительности изменяется от  $\gamma_{vod}=10,5$  кН/м<sup>3</sup> до  $\gamma_{vod}=11,5$  кН/м<sup>3</sup> [2].

При  $\gamma_{vod}=10,5$  кН/м<sup>3</sup> выталкивающая сила воды на 1 м трубы  $q_{vt}=16,68$  кН/м, вес ед. длины трубы в воздухе  $q_{tr}=6,39$  кН/м, вес газа в ед. длины трубы ( $p_0=7,5$  МПа)  $q_r=1,51$  кН/м, вес ед. длины трубы с газом  $q_r=7,90$  кН/м и вертикальная составляющая внешней нагрузки

$$q_n=q_{vt}-q_r=8,78 \text{ кН/м}. \quad (27)$$

Вес железобетонного утяжелителя под водой  $Q_{yt}=m_y g - \gamma_{vod} V_y=32,70$  кН.

Расстояние между железобетонными утяжелителями марки 1-УБКм-1420-10, установленными в средней подводной части участка газопровода, определяется по формуле работы [2]. Его значение при  $\gamma_{vod}=10,5$  кН/м<sup>3</sup> с учетом вычисленного значения веса железобетонного утяжелителя под водой  $Q_{yt}$  по формуле (27), определяется следующим образом

$$l_0=Q_{yt}/q_n=32,70/8,78=3,75 \text{ м}. \quad (28)$$

### Анализ результатов расчета

Анализ условий эксплуатации участка газопровода на болоте показал изменение его положения не только в средней балластированной подводной части, но и в примыкающих к ней слева и справа подземных частях. Здесь грунты повергаются частичному обводнению, что приводит к изменению положения трубы в грунте, причем было замечено два случая осадки трубы в грунте. В первом случае на левой и правой половине подземных частей формы изгиба трубы оказались идентичными. Во втором случае в левой подземной части газопровод проседает в грунт больше, чем в правой подземной части, где положение трубы в грунте не меняется по сравнению с ее первоначальным положением.

Общая длина рассчитываемого участка газопровода, проложенного на болоте, равна  $L=240$  м, средняя подводная часть имеет длину  $l=120$  м.

Согласно расчетам по формуле (28), расстояние между железобетонными утяжелителями, установ-

ленными в средней затопленной части, не может быть больше 3,75 м. Поскольку в расчете по формуле (28) не учитывается различие свойств грунтов в левой и правой подземных частях [3], поэтому принимается  $l_0=3$  м. Следовательно, стержневая система состоит из 80 стержней ( $240/3=80$  м).

Интегрирование системы дифференциальных уравнений (13), описывающих НДС стержня, осуществляется методом ортогональной прогонки Годунова делением отрезка интегрирования длины стержня на 24 части. Поскольку одномерная стержневая система, которая моделирует НДС газопровода на болоте, содержит 80 стержней и 81 узел их сопряжения, то в результате решения задачи определяются величины деформаций и напряжений газопровода на болоте в 1920 точках ( $80 \cdot 24=1920$ ) стержней и 81 точке узлов сопряжения.

Схема расстановки утяжелителей в стержневой системе осуществляется следующим образом.

Количество стержней  $N_s$  и узлов сопряжения  $N_r$  в стержневой системе, моделирующей рассматриваемый участок газопровода на болоте:

$$N_s = \left(\frac{l}{l_0}\right) = 80; N_r = N_s + 1 = 81.$$

Количество стержней  $N_q$  и узлов сопряжения  $N_{qr}$  в средней балластированной подводной части:

$$N_q = \left(\frac{l}{l_0}\right) = 40; N_{qr} = N_q + 1 = 41.$$

Количество железобетонных утяжелителей  $N_{qr}=41$ . Железобетонные утяжелители будут установлены в узлах сопряжения  $20 \leq j \leq 61$ .

Таким образом, воздействие железобетонных утяжелителей задается в фиктивных узлах сопряжения стержневой системы, моделирующей рассматриваемый здесь участок газопровода. В начале и в конце средней части находятся фиктивные узлы сопряжения с номерами 20 и 61, соответственно. Следовательно, фиктивные узлы сопряжения имеют номера с 20 по 61.

По информации, которая содержится в проектно-исполнительской документации трассы газопровода, и данным экспериментальных исследований вводятся уточнения по значениям следующих физико-механических характеристик грунтов и трубы: модулю деформации грунта-засыпки ( $E_{gr.zas}$ ); удельному весу грунта (скелета) засыпки, соответственно ( $\gamma_{gr.zas}$ ,  $\gamma_{yd.zas}$ ); углу внутреннего трения и сцеплению, соответственно ( $\varphi_{gr}$ ,  $c_{gr}$ ); модулю деформации и коэффициенту Пуассона грунта-основания, соответственно ( $E_{gr.osn}$ ,  $\mu_{gr.osn}$ ); обобщенному коэффициенту касательного сопротивления и несущей способности грунта основания, соответственно ( $c_{xo}$ ,  $R_{gr.osn}$ ); категории участка; наружному диаметру и толщине стенки трубы, соответственно

( $D_H$ ,  $\delta$ ); пределу текучести и пределу прочности стали трубы, соответственно ( $R_2^H$ ,  $R_1^H$ ); глубине заложения от верха засыпки до нижней образующей трубы и от верха засыпки до уровня воды, соответственно ( $h_{tr}$ ,  $h_y$ ) [13, 28, 29].

Вначале осуществляется расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода для первого случая просадки трубы в грунт. Поскольку форма изгиба трубы одинакова для левой и правой подземных частей, прилегающих к средней обводненной балластированной части, в этих частях физико-механические характеристики грунтов имеют идентичные значения. Например, для крайних частей условного разбиения с номерами 1 и 80 физико-механические характеристики грунта засыпки имеют следующие значения: тип грунта – суглинок;  $E_{gr.zas}=10$  МПа;  $\gamma_{gr.zas}=17,0$  кН/м<sup>3</sup>. Для грунта основания задаются следующие значения физико-механических характеристик:  $E_{gr.osn}=7,5$  МПа;  $\mu_{gr.osn}=0,22$ ;  $\varphi_{gr.osn}=22^\circ$ ;  $c_{xo}=0,03$  МПа/м;  $R_{gr.osn}=0,05$  МПа.

Анализом решения задачи о НДС трубопровода в геометрически нелинейной постановке определяется изменение формы изгиба трубы, соответствующее потере устойчивости трубопровода, а также находятся критические значения параметров эксплуатации [27, 28]. Труба на болоте укладывается зимой в промерзший грунт, а труба при эксплуатации нагревается за счет перекачивания теплого газа, поэтому температурный перепад  $\Delta t$  и температурные напряжения в трубопроводе будут иметь чрезмерно высокие значения.

Под действием внутреннего рабочего давления труба не только растягивается в кольцевом направлении, но и сжимается в продольном направлении за счет ее защемления грунтом на концах рассматриваемого участка, поэтому она дополнительно изгибается [27, 28, 30]. Труба под водой за счет действия внешнего гидростатического давления растягивается в продольном направлении, что приводит к уменьшению ее изгибных деформаций. В работе [30] дана оценка действия на изгиб газопровода минимального гидростатического давления и гидравлического удара  $\Delta p$  в зависимости от глубины водоема, в котором уложен газопровод. По данным работ [1–5, 7, 27, 28] глубина затопленной подводной части газопроводов на болоте не превышает 5–15 м. Если принять рабочее давление  $p_i=7,8$  МПа, внешнее гидростатическое давление  $p_{g.min}=0,2$  МПа, минимальное гидростатическое давление  $\Delta p=0,1$  МПа, то  $p_0=7,5$  МПа. Следовательно, можно пренебречь воздействием внешнего гидростатического давления на изгиб трубопровода на болоте по сравнению с воздействием внутреннего давления в трубе.



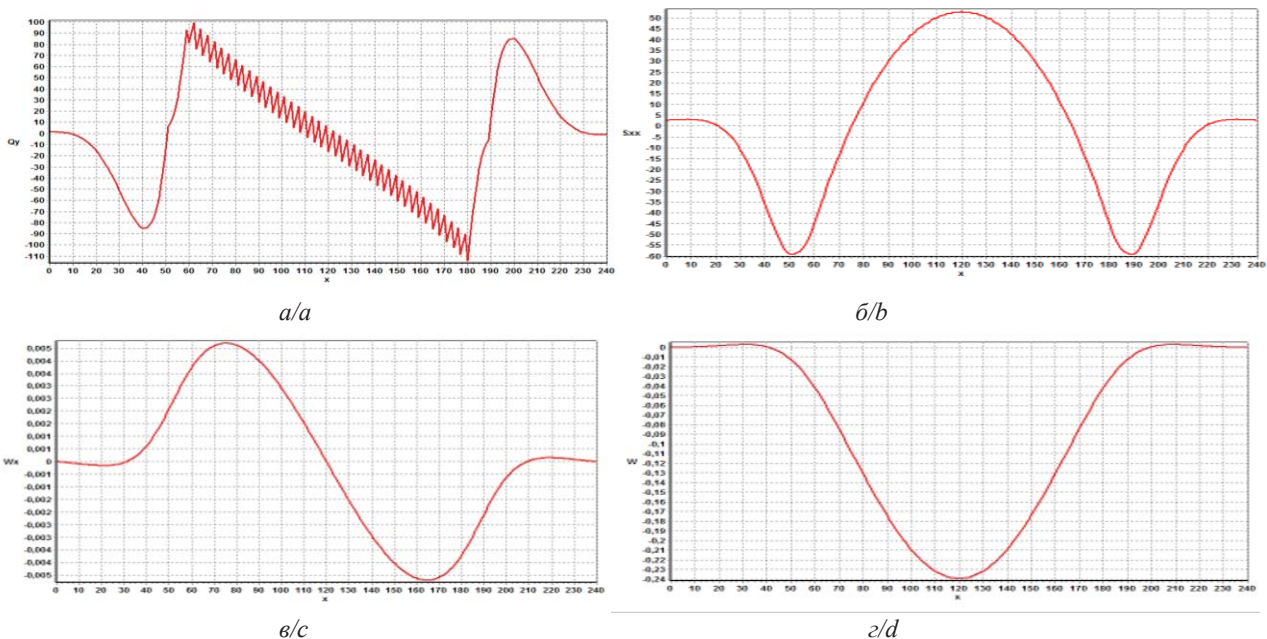
На рис. 4 изображены эпюры основных характеристик газопровода: а) поперечной силы в кН; б) изгибных напряжений в МПа; в) угла поворота нормали в рад.; г) прогиба в м. Расчеты выполнены в линейной постановке при следующих значениях параметров эксплуатации:  $p_0=7,5$  МПа;  $\Delta t=47,0$  °С.

Анализ эпюр рис. 4 указывает на то, что на эпюрах выполняются дифференциальные зависимости между функциями, описывающими НДС газопровода. Например, если на эпюре поперечная сила принимает отрицательные значения, изгибные напряжения убывают, и, наоборот, там, где поперечная сила является положительной, изгибные напряжения возрастают. В тех точках продольной оси, где эпюра поперечной силы пересекает эту ось, изгибные напряжения достигают экстремальных значений. В узлах сопряжения стержневых элементов, где установлены утяжелители, величина скачка значения поперечной силы на эпюрах этой характеристики равна весу утяжелителя в воде, т. е.  $Q_{yt}=32,7$  кН.

На рис. 5 изображены эпюры прогиба газопровода, полученные из решения задачи в нелинейной постановке, при следующих значениях параметров эксплуатации: а)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=47,0$  °С; б)  $p_0=7,5$  МПа,

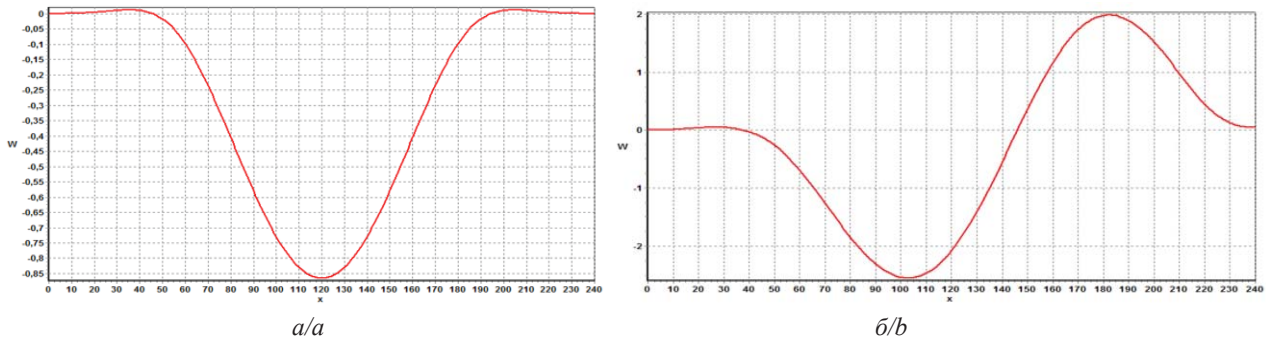
$\Delta t=49,0$  °С. Анализ этих эпюр показывает следующее. При  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=47,0$  °С газопровод находится в устойчивом положении и нет предпосылок для его всплытия. Далее, если происходит увеличение температурного перепада, например, до  $\Delta t=49,0$  °С, изгиб трубы сопровождается образованием двух полуволов, что означает потерю ее устойчивости, которая может привести к всплытию газопровода. Следовательно,  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=49,0$  °С определяют те значения параметров эксплуатации, при достижении которых может произойти всплытие трубы с утяжелителями на рассматриваемом участке газопровода на болоте.

Далее рассмотрим случай, когда имеет место неравномерная неодинаковая осадка грунта. В подземной части, которая примыкает к средней балластированной части с левой стороны, газопровод изменяет первоначальное положение, здесь он проседает в грунт больше, чем в правой подземной части, где положение трубы в грунте не меняется по сравнению с ее первоначальным положением. Осуществим расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода с вышеописанными изменениями состояния грунта.

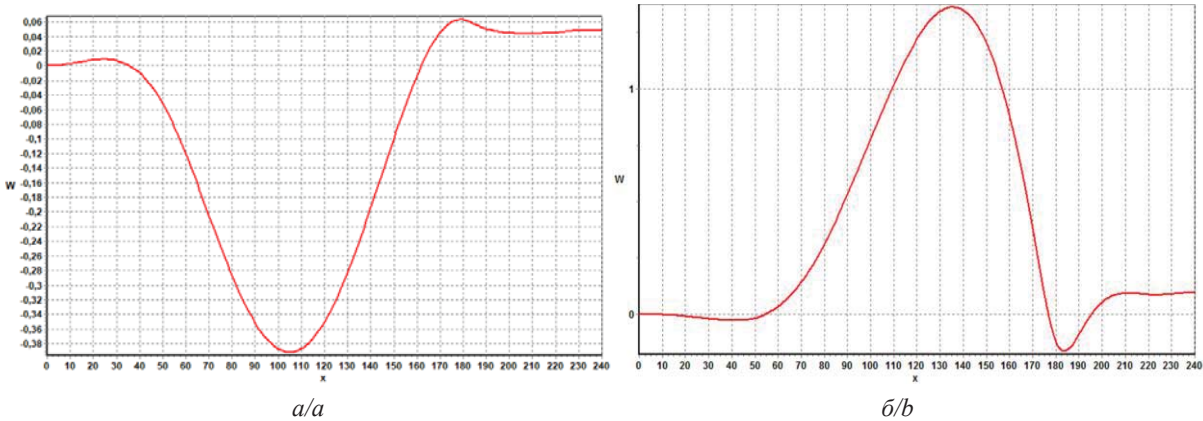


**Рис. 4.** Эпюры основных характеристик НДС газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ( $L=240$  м,  $l=120$  м,  $\gamma_{вод}=10,5$  кН/м,  $Q_{yt}=32,70$  кН), на болоте, линейная постановка задачи: а) поперечная сила; б) изгибные напряжения; в) угол поворота нормали; г) прогиб

**Fig. 4.** Diagrams of the main characteristics of the stress-strain state (SSS) of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of the brand 1-UBKm-1420-10 ( $L=240$  m,  $l=120$  m,  $\gamma_{вод}=10,5$  kN/m,  $Q_{yt}=32,70$  kN), in the swamp, linear problem statement: а) transverse force; б) bending stress; в) angle of rotation of the normal; г) deflection



**Fig. 5.** Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of the brand 1-UBKm-1420-10 ( $L=240$  m,  $l=120$  m,  $\gamma_{vod}=10,5$  kN/m,  $Q_{yt}=32,70$  kN), in the swamp, indicating the bulging of the pipe with an upward deflection arrow, operating parameters: a)  $p_0=7,5$  MPa,  $\Delta t=47,0^\circ\text{C}$ ; b)  $p_0=7,5$  MPa,  $\Delta t=49,0^\circ\text{C}$



**Fig. 6.** Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of grade 1-UBKm-1420-10 ( $L=240$  m,  $l=120$  m,  $\gamma_{vod}=10,5$  kN/m,  $Q_{yt}=32,70$  kN), in the swamp with uneven weakening of the soil in the underground parts, operating parameters: a)  $p_0=7,5$  MPa,  $\Delta t=32,50^\circ\text{C}$ ; b)  $p_0=7,5$  MPa,  $\Delta t=33,40^\circ\text{C}$

В качестве примера приведены измененные исходные данные расчета для крайней левой части условного разбиения с номером 1:  $E_{gr.zas}=5,5$  МПа;  $\gamma_{gr.zas}=16,0$  кН/м<sup>3</sup>;  $\varphi_{gr.zas}=19^\circ$ ;  $c_{gr}=0,002$ ;  $\varepsilon=0,19$ ;  $E_{gr.osn}=2,6$  МПа;  $\mu_{gr.osn}=0,22$ ;  $\varphi_{gr.osn}=18^\circ$ ;  $c_{xo}=0,025$  МПа/м;  $R_{gr.osn}=0,045$  МПа.

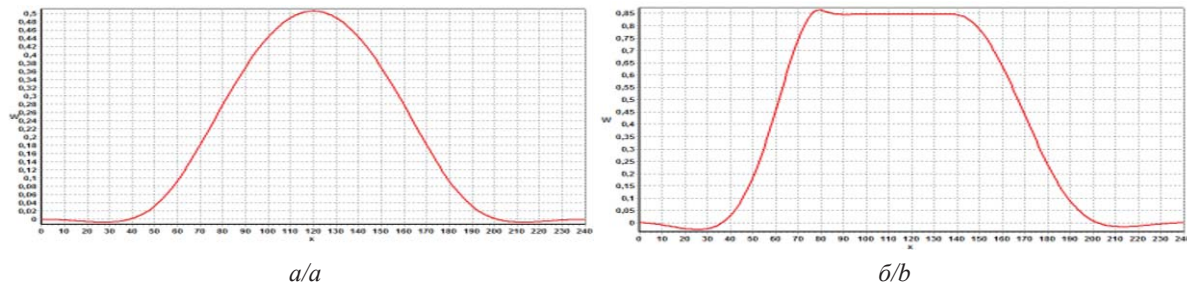
На рис. 6, а, б приведены эпюры прогиба при следующих значениях параметров эксплуатации: а)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=32,50^\circ\text{C}$ ; б)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=33,40^\circ\text{C}$ .

Анализ эпюр рис. 6 показывает следующее. В подземной части, которая прилегает с левой стороны к балластированной средней части, осадка трубы в грунт превосходит на 0,06 м соответствующей характеристики трубы, расположенной на правой подземной части. При  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=32,50^\circ\text{C}$  балластированный газопровод находится в устойчивом положении и нет предпосылок для его

всплытия. При дальнейшем увеличении температурного перепада, например, при  $\Delta t=33,40^\circ\text{C}$  происходит выпучивание трубы со стрелой изгиба, направленной вверх, которое может привести к всплытию газопровода с утяжелителями. Таким образом, неравномерное неодинаковое ослабление грунта в прилегающих подземных частях привело к уменьшению критического значения температурного перепада  $\Delta t$  более чем на  $15^\circ\text{C}$ .

Удельный вес воды в болоте зависит от концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения. Если в случае максимальной концентрации растворенных в молей в воде ее удельный вес принять  $\gamma_{vod}=11,5$  кН/м [2], то вес железобетонного утяжелителя марки 1-УБКм-1420-10 под водой будет равен

$$Q_{yt}=Q_{yg}-\gamma_{vod}V_y=30,17\text{ кН.}$$



**Рис. 7.** Эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ( $L=240$  м,  $l=120$  м,  $\gamma_{вод} = 11,5$  кН/м,  $Q_{yt}=30,36$  кН) на болоте, параметры эксплуатации: а)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=0,0$  °С; б)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=11,0$  °С

**Fig. 7.** Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of grade 1-UBKm-1420-10 ( $L=240$  m,  $l=120$  m,  $\gamma_{вод} = 11,5$  кН/м,  $Q_{yt}=30,36$  кН) in the swamp, operating parameters: а)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=0,0$  °С; б)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=11,0$  °С

Далее проведен расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода по исходным данным газопровода и грунтов рассмотренного примера 1 с учетом вышеописанных изменений веса воды и веса железобетонного утяжелителя в воде. На рис. 7, а, б изображены эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ( $L=240$  м,  $l=120$  м,  $\gamma_{вод} = 11,5$  кН/м,  $Q_{yt}=30,36$  кН) на болоте для случая, когда удельный вес воды  $\gamma_{вод}=11,5$  кН/м, при следующих значениях параметров эксплуатации: а)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=0,0$  °С; б)  $p_0=7,5$  МПа,  $\Delta t=11,0$  °С.

Анализ эпюр рис. 7, а указывает на то, что причиной всплытия трубы является уменьшение веса утяжелителей за счет увеличения выталкивающей силы воды, что имеет место при максимальной концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительности. Увеличение температурного перепада, например, до  $\Delta t=11,0$  °С может привести к опрокидыванию утяжелителей с трубы (рис. 7, б).

Для инженерных расчетов НДС участка газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте воздействие последних на трубу рекомендуется задавать распределенной внешней поверхностной нагрузкой, направленной вниз [2]. Были осуществлены расчеты НДС рассматриваемого участка газопровода принятием этой рекомендации, но они были выполнены в нелинейной постановке задачи и решены методом конечных элементов в перемещениях. Этот подход решения задачи назовем условно инженерными расчетами. Сравнение результатов инженерных расчетов с соответствующими характеристиками, представленными на рис. 4–6, показывает следующее.

Для случая, когда имеет место равномерная одинаковая осадка трубы в грунт в прилегающих подземных частях, эпюры основных характеристик НДС на рис. 4–6 и полученные по инженерным формулам идентичны, характеристики НДС газо-

провода достигают экстремальных величин при одинаковых значениях переменной  $x$ , их отличие не превышает 5 %. В случае неравномерного неодинакового ослабления грунта на прилегающих подземных частях за счет его частичного обводнения по результатам расчета по инженерным формулам газопровод начинает терять устойчивость при всех заданных значениях параметров эксплуатации. Следовательно, в этом случае расчет по инженерным формулам дает некорректное решение задачи.

### Заключение

1. Поставлена и решена задача о напряженно-деформированном состоянии газопровода на болоте, балластированного железобетонными утяжелителями, в геометрически нелинейной постановке.
2. Анализ напряженно-деформированного состояния участка газопровода на болоте показал, что причиной его всплытия являются: воздействие температурных напряжений; неравномерное неодинаковое проседание трубы в грунт на подземных частях, находящихся слева и справа от размытой оголенной балластированной части; уменьшение веса утяжелителей в воде за счет роста величины выталкивающей силы воды вследствие увеличения удельного веса болотной воды с учетом концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения. Найдены критические значения параметров эксплуатации, предшествующей всплытию трубы, при достижении которых изменяется форма ее изгиба.
3. Расчеты напряженно-деформированного состояния участка газопровода, балластированного железобетонными утяжелителями, на болоте по инженерным формулам, в которых воздействие последних на трубу задается распределенной внешней поверхностной нагрузкой, дают удовлетворительные результаты только для случая,

когда имеет место равномерная одинаковая осадка трубы в грунт в прилегающих подземных частях. В этом случае выпучивание трубы со стрелой прогиба, направленной вверх, определяется параметрами эксплуатации газопровода. В случае, когда имеет место неравномерная неодинаковая осадка трубы в грунте на прилегающих подземных частях, результаты расчета по инженерным формулам указывают на выпучивание трубы со стрелой изгиба, направленной вверх, независимого от параметров эксплуатации. В этом случае расчет по инженерным формулам дает некорректное решение задачи.

4. Установленные в данной статье основные причины всплытия балластированных магистральных трубопроводов в условиях болот и обводненной местности сложно устранить в осложненных инженерно-геологических условиях их

эксплуатации. Поэтому в последние годы сооружение и капитальный ремонт магистральных газопроводов на болотах и обводненной местности, пересекающей различные водные преграды (реки, водохранилища, подводные морские переходы), осуществляется по технологиям, в которых применяются обетонированные трубы.

5. Как было указано во введении данной статьи, известны случаи всплытия обетонированных труб на подводных переходах морского газопровода через Байдарацкую губу на Ямале. Поэтому в дальнейшем необходимо выполнить исследования, посвященные установлению причин возможного всплытия обетонированных труб, применяемых в технологии сооружения на болоте и болотистой местности, в зависимости от сложно-геологических условий эксплуатации газопроводов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. – М.: Изд-во «Горная книга» Московского государственного горного университета, 2010. – 392 с.
2. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб: Недра, 2011. – 748 с.
3. Шарьгин В.М., Яковлев А.Я. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2009. – 228 с.
4. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Саксаганский А.И. Достоинства и недостатки современных подходов к балластировке подводных переходов // НГС. – 2012. – № 1. – С. 30–37.
5. Исламгалеева Л.Ф., Зарипов Р.М. Влияние степени обводнения грунта прилегающих подземных участков на напряженно-деформированное состояние подводного газопровода // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 116–129.
6. Ан Е.В., Рашидов Т.Р. Сейсмодинамика подземных трубопроводов, взаимодействующих с водонасыщенным мелкодисперсным грунтом // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2015. – № 3. – С. 89–104.
7. Кожяева 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. – № 1 (335). – С. 66–77.
8. 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.
9. Шестов А.С., Марченко А.В., Огородов С.А. Математическое моделирование воздействия ледяных образований на дно Байдарацкой губы Карского моря // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – 2011. – Вып. 5. – № 63 (347). – С. 105–118.
10. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния подводного морского газопровода с учетом разжижения грунта и параметров эксплуатации // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2023. – № 4. – С. 152–166.
11. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Использование компенсаторов в подводном участке морского газопровода для предотвращения его всплытия // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 196–205.
12. Зарипов Р.М., Бахтизин Р.Н., Масалимов Р.Б. Исследование влияния изменения грунтовых условий и параметров эксплуатации подводного участка морского нефтепровода на его возможное всплытие // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 6. – С. 83–87.
13. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Интер», 2006. – 564 с.
14. Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Engineering Structures. – 2016. – Vol. 109. – P. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018.
15. 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: 10.1016/j.oceaneng.2021.109118.
16. Palmer A.C., King R.A. Subsea pipeline engineering. – Oklahoma: PWC, 2004. – 570 p.
17. Study on lateral buckling characteristics of a submarine pipeline with a single arch symmetric initial imperfection / Z. Hong, R. Liu, W. Liu, S. Yan // Ocean Engineering. – 2015. – Vol. 108. – P. 21–32. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.07.049
18. Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Engineering. – 2017. – Vol. 142. – P. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057.
19. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines // Ocean Engineering. – 2020. – Vol. 216. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.108019.

20. Chen Y., Dong S. et al. Buckling analysis of subsea pipeline with idealized corrosion defects using homotopy analysis method // *Ocean Engineering*. – 2021. – Vol. 234. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.108865.
21. Peek R., Yun H. Flotation to trigger lateral buckles in pipelines on a flat seabed // *Journal of Engineering Mechanics*. – 2007. – Vol. 4. – P. 442–451. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9399(2007)133:4(442).
22. Numerical Study on the hydrodynamic characteristics of submarine pipelines under the impact of real-world tsunami-like waves / E. Zhao, K. Qu, L. Mu, S. Kraatz, B. Shi // *Water*. – 2019. – Vol. 11. – № 2. 221. DOI: 10.3390/w11020221API RP 1111.
23. Uplifting behavior of shallow buried pipe in liquefiable soil by dynamic centrifuge test / B. Huang, J. Liu, P. Lin, D. Ling // *Hindawi Publishing corporation scientific world journal*. – 2014. DOI: 10.1155/2014/838546.
24. ASME B31.8-2007. Gas transmission and distribution piping systems. – USA: The American society of mechanical engineers, 2007. – 201 p.
25. DNV-RP-E305. On-Bottom stability of submarine pipelines. – Nigeria: Veritas offshore technology and services, 1988. – 50 p.
26. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.
27. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
28. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. – СПб.: Изд-во «Недра», 2009. – 409 с.
29. Мяченков В.И., Мальцев В.П. Методы и алгоритмы расчета пространственных конструкций на ЭВМ ЕС. – М.: Машиностроение, 1984. – 280 с.
30. Ильгамов М.А. Модель всплытия подводного трубопровода. *Физика. Технические науки // ДАН*. – 2022. – Т. 504. – С. 12–16.
31. СП 22.13330.2016 актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\* «Основания зданий и сооружений». – М.: Стандартинформ, 2016. – 220 с.

### Информация об авторах

**Раиль Муталлапович Зарипов**, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории механики твёрдого тела Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Россия, 450054, г. Уфа, пр. Октября, 69. rail.zaripov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3081-2136>

**Радик Биктимерович Масалимов**, кандидат технических наук, доцент кафедры прикладных и естественнонаучных дисциплин Архитектурно-строительного института Уфимского государственного нефтяного технического университета, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. masalimovrb@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9500-8157>

Поступила в редакцию: 29.01.2024

Поступила после рецензирования: 06.06.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

### REFERENCES

1. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. *Main pipelines in swamps and flooded areas*. Moscow, Gornaya Kniga Publ. House, Moscow State Mining University, 2010. 392 p. (In Russ).
2. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentiev A.E. *Typical calculations in the design, construction and repair of gas and oil pipelines*. St. Petersburg, Nedra Publ., 2011. 748 p. (In Russ).
3. Sharygin V.M., Yakovlev A.Ya. *Laying and ballasting of gas pipelines in difficult conditions*. Moscow, Tsentralitneftegaz Publ., 2009. 228 p. (In Russ).
4. Vasiliev G.G., Goryainov Yu.A., Saksagansky A.I. Advantages and disadvantages of modern approaches to ballasting underwater crossings. *NGS*, 2012, no. 1, pp. 30–37. (In Russ).
5. Islamgaleeva L.F., Zaripov R.M. The influence of the degree of flooding of the soil of adjacent underground areas on the stress-strain state of an underwater gas pipeline. *Electronic scientific journal Oil and gas business*, 2011, no. 6, pp. 116–129. (In Russ).
6. An E.V., Rashidov T.R. Seismodynamics of underground pipelines interacting with water-saturated finely dispersed soil. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Solid state mechanics*, 2015, no. 3, pp. 89–104. (In Russ).
7. Kozhaeva K.V., Zhdanov R.R., Azmetov H.A. Investigation of the effect of longitudinal force on the intensity of ballasting of an underwater pipeline. *Problems of collecting, preparing and transporting oil and petroleum products*, 2022, no. 1 (335), pp. 66–77. (In Russ).
8. Lapteva T.I., Mansurov M.N., Shabarchina M.V., Kopaeva L.A. Offshore pipelines in the transit zone of the Arctic shelf. Ensuring efficiency. *Oil&Gas Journal Russia*, 2018, no. 9, pp. 78–84. (In Russ).
9. Shestov A.S., Marchenko A.V., Ogorodov S.A. Mathematical modeling of the impact of ice formations on the bottom of the Baydaratskaya bay of the Kara Sea. *Proceedings of the Central Research Institute named after Academician A.N. Krylov*, 2011, Iss. 5, no. 63 (347), pp. 105–118. (In Russ).
10. Zaripov R.M., Masalimov R.B. Numerical modeling of the stress-strain state of an underwater marine gas pipeline taking into account soil liquefaction and operation parameters. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Solid state mechanics*, 2023, no. 4, pp. 152–166. (In Russ).
11. Zaripov R.M., Masalimov R.B. Using compensators in an underwater section of an offshore gas pipeline to prevent it from surfacing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 196–205. (In Russ).

12. Zaripov R.M., Bahtizin R.N., Masalimov R.B. Investigation of the influence of changes in ground conditions and operating parameters of an underwater section of an offshore oil pipeline on its possible ascent. *Oil industry*, 2023, no. 6, pp. 83–87. (In Russ).
13. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. *Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions. Vol. 2. Assessment and ensuring the strength of pipelines*. Moscow, Inter Publ. House, 2006. 564 p. (In Russ).
14. 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.
15. 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: 10.1016/j.oceaneng.2021.109118.
16. Palmer A.C., King R.A. *Subsea pipeline engineering*. Oklahoma, PWC, 2004. 570 p.
17. 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 Engineering*, 2015, vol. 108, pp. 21–32. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.07.049.
18. 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.
19. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines. *Ocean Engineering*, 2020, vol. 216. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.108019.
20. Chen Y., Dong S. Buckling analysis of subsea pipeline with idealized corrosion defects using homotopy analysis method. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 234. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.108865.
21. Peek R., Yun H. Flotation to trigger lateral buckles in pipelines on a flat seabed. *Journal of Engineering Mechanics*, 2007, vol. 4, pp. 442–451. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9399(2007)133:4(442).
22. Zhao E., Qu K., Mu L., Kraatz S., Shi B. Numerical study on the hydrodynamic characteristics of submarine pipelines under the impact of real-world tsunami-like waves. *Water*, 2019, vol. 11, no. 2 (221).
23. Huang B., Liu J., Lin P., Ling D. Uplifting behavior of shallow buried pipe in liquefiable soil by dynamic centrifuge test. *Hindawi publishing corporation scientific world journal*, 2014. DOI: 10.1155/2014/838546.
24. *ASME B31.8-2007. Gas transmission and distribution piping systems*. USA, The American society of mechanical engineers, 2007. 201 p.
25. DNV RP E305. On-Bottom stability of submarine pipelines. Nigeria, Veritas offshore technology and services, 1988. 50 p.
26. SNiP 2.05.06-85\*. *Main pipelines*. Moscow, FSUE TSPP Publ., 2005. 60 p. (In Russ).
27. Einbinder A.B., Kamerstein A.G. *Calculation of main pipelines for strength and stability. Reference manual*. Moscow, Nedra Publ., 1982. 341 p. (In Russ).
28. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. *Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and reservoirs in complicated operating conditions*. St. Petersburg, Nedra Publ. house, 2009. 409 p. (In Russ).
29. Myachenkov V.I., Maltsev V.P. *Methods and algorithms for calculating spatial structures on an EU computer*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1984. 280 p. (In Russ).
30. Ilgamov M.A. A model of the ascent of an underwater pipeline. Physics. Technical sciences. *DAN*, 2022, vol. 504, pp. 12–16. (In Russ).
31. *SP 22.13330.2016 updated version of SNiP 2.02.01-83\* "Foundations of buildings and structures"*. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 220 p. (In Russ).

### Information about the authors

**Rail M. Zaripov**, Dr. Sc., Leading Researcher, P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, 69, Oktyabrya avenue, Ufa, 450054, Russian Federation. rail.zaripov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3081-2136>

**Radik B. Masalimov**, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. masalimovrb@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9500-8157>

Received: 29.01.2024

Revised: 06.06.2024

Accepted: 24.01.2025