

В. И. Л а р и о н о в, П. А. Н о в и к о в,
А. К. Г у м е р о в

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА УЧАСТКАХ С КАРСТАМИ

Приведен расчет напряженно-деформированного состояния линейной части магистральных трубопроводов, выполненный методом конечных элементов. Рассмотрены перемещения трубопровода в грунте в вертикальной и горизонтальной плоскостях, вдоль оси трубопровода, а также сопротивление грунта в разных плоскостях, независимых друг от друга.

E-mail: lar@esrc.ru.

Ключевые слова: трубопровод, магистральный, карсты, деформация, анизотропный отпор, нелинейные пружины.

Подземные магистральные трубопроводы — это протяженные объекты, которые проходят не только через стабильные районы с устойчивыми грунтами, но и районы с активными проявлениями грунтовых изменений, в том числе через болота, реки, сейсмические разломы, многолетнемерзлые грунты, участки с карстовыми проявлениями, склоны и овраги. Пересекая карстовые полости и провалы, нефтепровод деформируется вместе с грунтом под действием собственного веса и веса грунта, а также под воздействием перепада температуры и внутреннего давления [1]. Схемы состояния трубопровода в зоне карстовых полостей, характерных для термокарстов, приведены на рис. 1, а, в зоне карстовых провалов — на рис. 1, б.

Рассмотрим случай, когда трубопровод проходит над карстовой воронкой.

Расчетная схема модели с указанием всех нагрузок и воздействий представлена на рис. 2.

Решение основывается на системе дифференциальных уравнений

$$E J_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z);$$

$$\frac{d^2 w}{dz^2} = - \frac{q_z(z)}{\pi D E \delta_T},$$
(1)

где v и w — вертикальное и продольное смещение трубы; $q_y(z)$ и $q_z(z)$ — вертикальная и продольная нагрузки на трубу; E — модуль упругости металла трубы; $N(z)$ — продольная (осевая) сила, Н; $J_y(z)$ — момент инерции поперечного сечения трубы относительно вертикальной оси y , совпадает с $J_x(z)$.

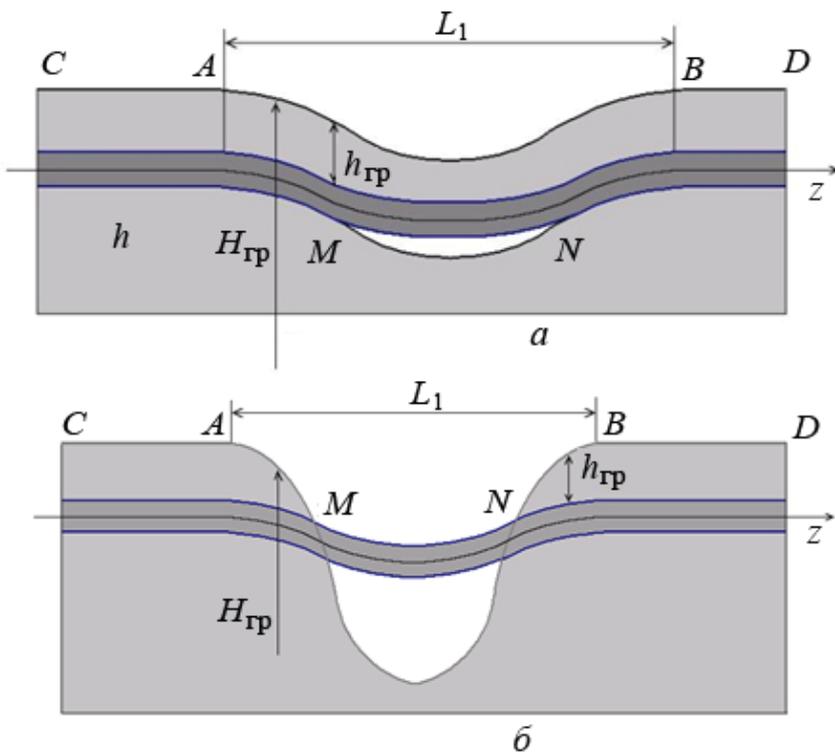


Рис. 1. Схема состояния трубопровода в зонах термокарстов (а) и карстового провала (б)

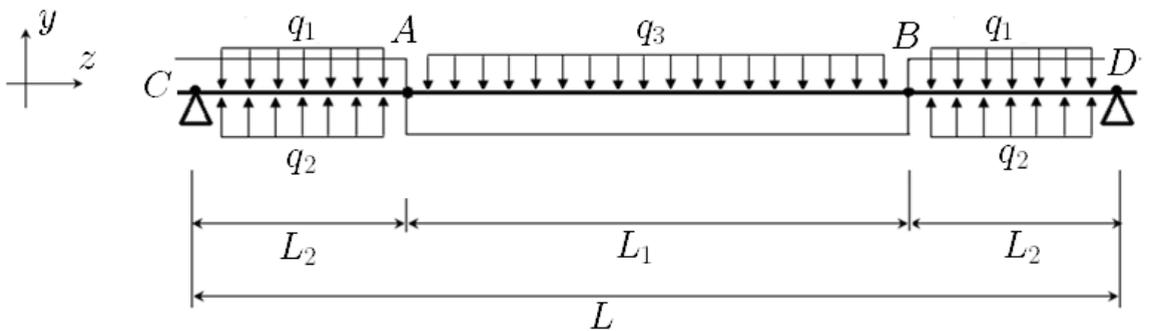


Рис. 2. Расчетная схема участка трубопровода в зоне карста

Первое уравнение системы (1) — это уравнение продольно-поперечно изгиба упругой балки в плоскости yz , а второе — уравнение, описывающее состояние трубопровода при продольном сдвиге по оси z .

Геометрические характеристики труб, наиболее часто используемые в расчетах магистральных трубопроводов, определяются следующим образом:

$$F(z) = \pi \delta_T (D - \delta_T) \quad (2)$$

— площадь поперечного сечения стенки трубы;

$$J = \frac{\pi [D^4 - (D - 2\delta_T)^4]}{64} \quad (3)$$

— осевой момент инерции поперечного сечения трубопровода, где D — наружный диаметр трубопровода; δ_T — толщина стенки трубы.

Рассмотрим расчетную схему (см. рис. 2), на которой обозначено: CD — расчетный участок длиной L ; AB — участок с карстом длиной L_1 ; CA и BD — участки вне карстовой зоны длиной L_2 .

Определим основные нагрузки, действующие на трубопровод [3].
Сила, действующая на трубопровод вне области карста,

$$q_1 = q_{\text{св}} + q_{\text{гр}},$$

где $q_{\text{св}}$ — собственный вес трубы с продуктом на единицу длины, равный

$$q_{\text{св}(y)} = -\frac{\pi\gamma_{\text{T}}}{4} [D^2 - (D - 2\delta_{\text{T}})^2] - \frac{\pi\gamma_{\text{H}}}{4} (D - 2\delta_{\text{T}})^2 - \pi\gamma_{\text{и}}\delta_{\text{и}} (D + \delta_{\text{и}}) \quad (4)$$

(здесь γ_{T} , γ_{H} , $\gamma_{\text{и}}$ — удельные веса металла трубы, нефти и изоляции; δ_{T} , $\delta_{\text{и}}$ — толщина стенки трубы и изоляции; D — внешний диаметр трубы);

$$q_{\text{гр}} = -\gamma_{\text{гр}}D(h + 0,1073D)$$

— масса грунта над трубой на единицу длины ($\gamma_{\text{гр}}$ — удельный вес грунта над трубой; h — глубина залегания трубы, т.е. высота от дневной поверхности земли до верхней образующей трубы).

Сила реакции грунта (в исходном состоянии) $q_2 = -q_1$. На участке AB (в области карста) реакция грунта $q_2 = 0$.

Сила, действующая на трубу в области карста,

$$q_3 = \begin{cases} q_{\text{св}}, & \text{если над трубой нет грунта;} \\ q_{\text{св}} + q_{\text{гр}}, & \text{если над трубой есть грунт.} \end{cases}$$

Если нижняя образующая трубы достигнет дна карста, то появится дополнительная сила q_4 , уравновешивающая силу q_3 :

$$q_4 = -q_3.$$

Вне области карста (участки CA и BD) труба также должна двигаться вниз под действием силы q_1 и внутренних сил, появляющихся вследствие изгиба трубы, при этом возникает дополнительная сила, препятствующая этому движению:

$$q_{\text{гр}(y)} = -C_y\Delta vD,$$

где C_y — коэффициент постели грунта при движении трубы вниз; Δv — смещение грунта вниз (при смещении вниз величина Δv отрицательная); D — внешний диаметр трубы.

Сила $q_{\text{гр}(y)}$ не может превышать предельного значения $q_{\text{гр}(y)}$.

Продольная сила, действующая на каждый элемент трубы, определяется по формуле

$$N_i = (\mu\sigma_{\text{кц}(p)} - \alpha\Delta t E + \Delta\varepsilon_{zi})F,$$

где μ — коэффициент Пуассона металла трубы;

$$\sigma_{\text{кц}(p)} = \frac{D - 2\delta_{\text{T}}}{2\delta_{\text{T}}}$$

— кольцевое напряжение в трубе; α — коэффициент температурного расширения металла трубы; Δt — температурный перепад, т.е. разность между температурой эксплуатации трубы и температурой замыкания трубопровода; E — модуль упругости металла трубы;

$$\Delta\varepsilon_{zi} = \frac{l - l_0}{l_0}$$

— относительное удлинение i -го элемента трубы; l_0 — начальная длина элемента трубопровода; l — измененная длина элемента трубопровода; F — площадь поперечного сечения трубы.

Изменение продольных размеров участков трубопровода вызывает продольное смещение трубы относительно грунта, при этом появляются силы, препятствующие этому смещению:

$$q_{гр(z)} = -\pi C_w \Delta w_z D;$$

C_w — коэффициент постели при продольном перемещении грунта; Δw_z — продольное смещение грунта; D — внешний диаметр трубы.

Сила $q_{гр(z)}$ не может превышать предельного значения $q_{гр(z)}$.

В качестве исходных данных принимается прямолинейный участок трубопровода. Внутри участка строится конечно-элементная сетка с размером элементов, равным h .

Затем организуется итерационный процесс (прогонка) ($j = -1, 0, 2, 3, \dots, p$) в пределах всех узлов конечно-элементной модели ($i = 1, 2, 3, \dots, n$). Определяется результирующее смещение каждого узла i с помощью формул, полученных при решении системы (1),

$$\begin{aligned} v_i^{j+1} &= A_{vi}^j (v_{i-1}^j + v_{i+1}^j) + B_{vi}^j (v_{i-2}^j + v_{i+2}^j) + C_{vi}^j; \\ w_i^{j+1} &= 0,5 (w_{i-1}^j + w_{i+1}^j + C_{wi}^j), \end{aligned} \quad (5)$$

где коэффициенты определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} A_{vi}^j &= \frac{4EJ_x + N_i^j h^2}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; & B_{vi}^j &= \frac{-EJ_x}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; \\ C_{vi}^j &= \frac{q_{yi}^j h^4}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; & C_{wi}^j &= \frac{q_{wi}^j h^2}{\pi D E \delta_T}; \end{aligned}$$

здесь i — номер узла сетки; j — номер этапа итерации; N_i^j — суммарная продольная сила, действующая в i -м узле на j -й итерации и вычисляемая по формуле

$$N_i^j = (\mu\sigma_{кц} - \alpha\Delta t E + \Delta\varepsilon_{zi}^j)F; \quad (6)$$

$$\Delta\varepsilon_{zi}^j = \frac{\sqrt{(v_{i+1}^j - v_{i-1}^j)^2 + (2h + w_{i+1}^j - w_{i-1}^j)^2}}{2h} - 1 \quad (7)$$

— относительное удлинение оси трубопровода на конечном элементе в i -м узле при j -й итерации; q_{yi}^j — суммарная вертикальная нагрузка, прикладываемая в i -м узле на j -й итерации; q_{wi}^j — суммарная продольная нагрузка, прикладываемая в i -м узле на j -й итерации, причем

$$q_{yi}^j = 0; \quad q_{wi}^j = (\mu\sigma_{\text{кц}} - \alpha\Delta t E)F \quad (8)$$

— на участках CA и BD ;

$$q_{yi}^j = -q_{\text{св}} - q_{\text{гр}}; \quad q_{wi}^j = (\mu\sigma_{\text{кц}} - \alpha\Delta t E)F \quad (9)$$

— на участке AB .

В качестве примера рассмотрим первую итерацию

$$v_i^1 = A_{vi}^1 (v_{i-1}^0 + v_{i+1}^0) + B_{vi}^1 (v_{i-2}^0 + v_{i+2}^0) + C_{vi}^1;$$

$$w_i^1 = 0,5 (w_{i-1}^0 + w_{i+1}^0 + C_{wi}^1);$$

$$q_{yi}^1 = -q_{\text{св}} - q_{\text{гр}};$$

$$N_i^1 = (\mu\sigma_{\text{кц}} - \alpha\Delta t E + \Delta\varepsilon_{zi}^1)F;$$

$$\Delta\varepsilon_{zi}^1 = \frac{\sqrt{(v_{i+1}^1 - v_{i-1}^1)^2 + (2h + w_{i+1}^1 - w_{i-1}^1)^2}}{2h} - 1,$$

а также вторую итерацию

$$v_i^2 = A_{vi}^2 (v_{i-1}^1 + v_{i+1}^1) + B_{vi}^2 (v_{i-2}^1 + v_{i+2}^1) + C_{vi}^2;$$

$$w_i^2 = 0,5 (w_{i-1}^1 + w_{i+1}^1 + C_{wi}^2).$$

На каждой последующей итерации смещение Δv_i^{j+1} , входящее в формулу определения реакции грунта, будет вычисляться из соотношения

$$\Delta v_i^{j+1} = \Delta v_i^j - v_i^j, \quad (10)$$

где Δv_i^j — смещение, полученное на j -й итерации в i -м узле, v_i^j — перемещение, вычисленное на j -й итерации в i -м узле.

После определения смещений по всем узлам находим по формуле следующую величину:

$$SS^j = \sum_{i=1}^n (|v_i^j| + |w_i^j|). \quad (11)$$

Сравним значение SS^j со значением SS^{j-1} , полученным на предыдущем шаге. В случае если полученные значения отличаются между собой на величину Δ , меньшую заданной точности ϵ , то расчет заканчивается. В противном случае переходим к следующей итерации.

Повторяя последовательные приближения в зависимости от требуемой точности решения, получаем такое состояние конечно-элементной

модели, когда смещения всех узлов практически не изменяются. Это означает, что получено искомое решение системы (1).

Далее представлена блок-схема, описывающая алгоритм работы программного комплекса, рассчитывающего напряженно-деформируемое состояние (НДС) трубопровода на участке карста (рис. 3).

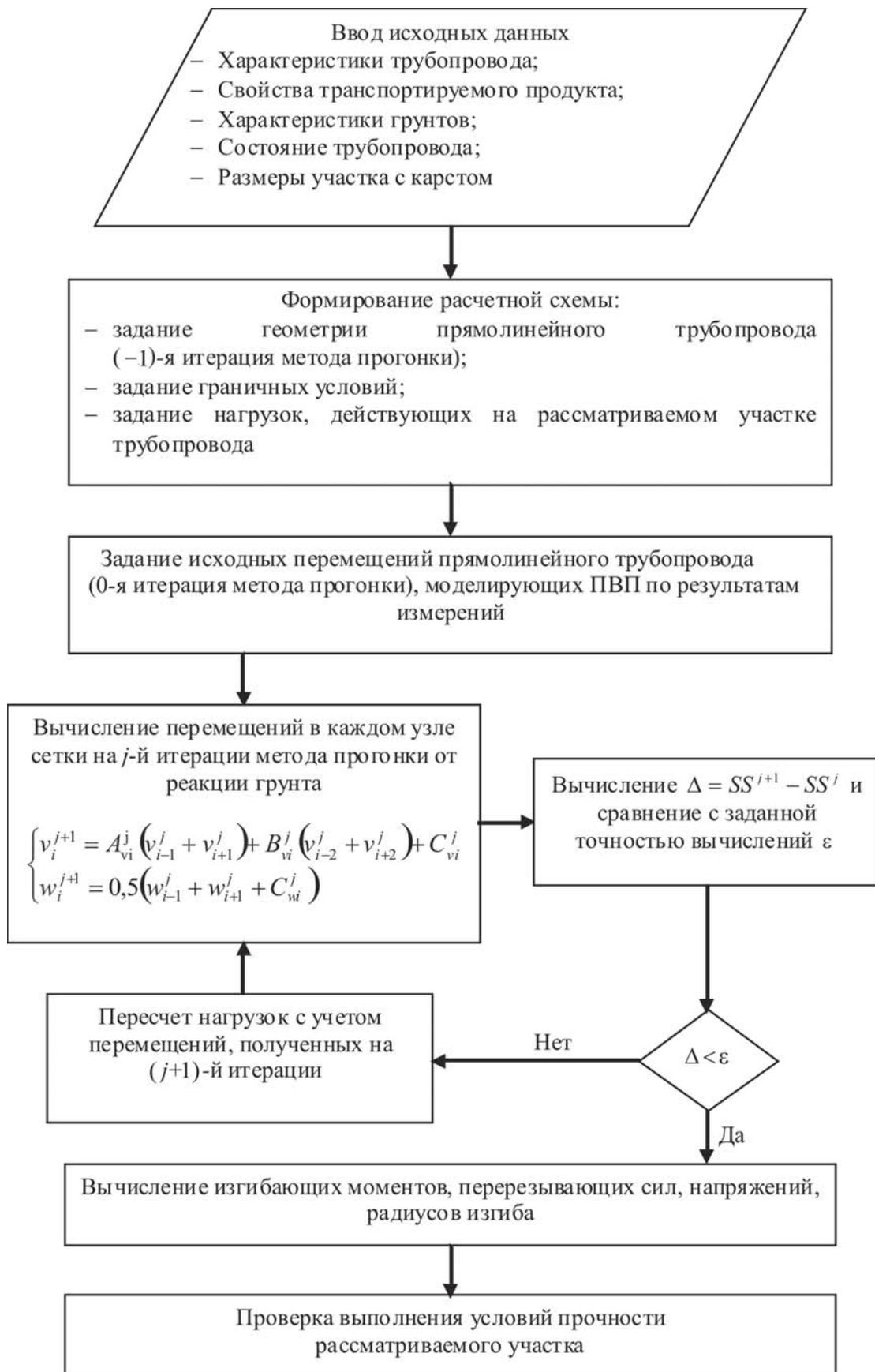


Рис. 3. Алгоритм расчета НДС трубопровода на участке карста

Рассмотрим задачу о расчете НДС трубопровода с наружным диаметром $D = 1220$ мм и толщиной стенки трубы 22 мм (см. рис. 2). Температурный перепад “эксплуатация–укладка” составляет -20 °С. Длина карстового участка (АВ) равна 50 м; сдвиг вдоль трубопровода составляет 5 м; глубина карста — 5 м; глубина залегания трубопровода — 1 м. Модуль упругости материала равен $2,06 \cdot 10^5$ МПа; предел текучести материала трубы — 500 МПа; коэффициент температурного расширения — $1,2 \cdot 10^{-5}$; рабочее давление в трубе — 5 МПа. При расчетах использовали удельные веса, Н/м³: стали — 77000; нефти — 8700; изоляции — 11000; грунта — 16800. Коэффициент постели грунта составляет 1,32 МПа/м; предельная реакция грунта — 6237 Н/м.

Результаты расчетов приведены на рис. 4. Видно, что в районе карста основные показатели НДС трубопровода составляют: кольцевое напряжение 133,6 МПа; продольное осевое напряжение 89,53 МПа; продольная осевая деформация $4,3462 \cdot 10^{-4}$; на отметке 110 м — максимальное смещение трубы 0,21 м, минимальный радиус изгиба $1,4028 \times 10^3$ м, максимальная кривизна трубы $7,1286 \cdot 10^{-4}$ м⁻¹, максимальный изгибающий момент 2180000 Н·м, максимальное напряжение изгиба трубы 89,58 МПа, минимальное и максимальное суммарные продольные напряжения на стенке трубы — 1,54 МПа и 180,69 МПа, максимальная интенсивность напряжений 162,36 МПа, минимальная и

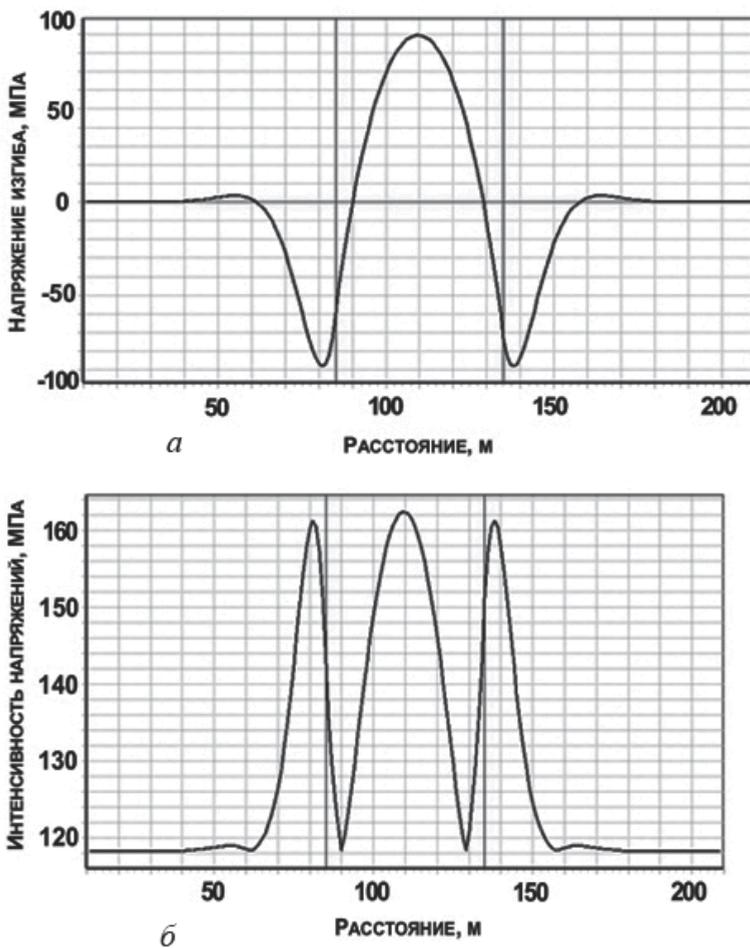


Рис. 4. Графики зависимости напряжения изгиба (а) и интенсивности напряжений (б) трубы от расстояния

максимальная суммарные деформации стенки трубы $7,4733 \cdot 10^{-6}$ и $8,7716 \cdot 10^{-4}$; максимальная перерезывающая сила 0,33 МН на отметке 85 м; коэффициент запаса по пределу текучести 3,08.

Выводы: 1. Предложен метод определения НДС магистрального трубопровода на участках с карстами.

2. Разработан алгоритм решения уравнений и предложена его программная реализация.

3. Разработанная модель взаимодействия трубопровода с грунтом на участке с карстом позволяет исследовать и оценить влияние опасных геологических процессов на НДС и надежность участков трубопровода.

Работа, результаты которой использованы в настоящей статье, выполнена по заказу ОАО “АК “Транснефть” при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ш а м м а з о в А. М., З а р и п о в Р. М., Ч и ч е л о в В. А., К о р о б к о в Г. Е. Расчет магистральных газопроводов в карстовой зоне. – Уфа: Гилем, 1999. – 213 с.
2. Б о р о д а в к и н П. П., С и н ю к о в А. М. Прочность магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1984. – 245 с.
3. А й н б и н д е р А. Б., К а м е р ш т е й н А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 340 с.

Статья поступила в редакцию 25.06.2012

Валерий Иванович Ларионов окончил Военно-инженерную академию ордена Ленина Краснознаменную академию им. В.В. Куйбышева в 1972 г. Д-р техн. наук, профессор, заместитель директора по научной работе НОЦ ИЭС МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор более 200 научных работ в области теории рисков и промышленной безопасности потенциально опасных объектов.

V.I. Larionov (b. 1941) graduated from The Order of Lenin and Red Banner Military Engineering Academy n. a. V.V. Kuibyshev in 1972. D. Sc. (Eng.), professor, deputy director for scientific work of the Scientific and Educational Center of Extremal Situation Study of the Bauman Moscow State Technical University. Author of more than 200 publications in the field of theory of risks and industrial safety of potentially dangerous objects.

Павел Александрович Новиков окончил МГТУ им. Н.Э. Баумана в 2008 г. Научный сотрудник НОЦ ИЭС МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор более 10 научных статей в области промышленной безопасности и эксплуатации опасных производственных объектов.

P.A. Novikov graduated from the Bauman Moscow State Technical University in 2008. Researcher of the Scientific and Educational Center of Extremal Situation Study of the Bauman Moscow State Technical University. Author of more than 10 publications in the field of industrial safety and exploitation of dangerous industrial objects.

Айдар Кабирович Гумеров окончил Уфимский государственный авиационный технический университет в 2006 г. Канд. техн. наук, старший научный сотрудник ГУП ИПТЭР Республики Башкортостан. Автор более 30 научных работ в области эксплуатации и промышленной безопасности трубопроводного транспорта.

A.K. Gumerov graduated from the Ufa State Aviation Technical University in 2006. Ph. D. (Eng.), senior researcher of the Institute of Problems in Energy Resource Transport of the Republic of Bashkortostan. Author of more than 30 publications in the field of exploitation and industrial safety of pipeline transport.