

УДК 622.692.4.074.2

DOI: 10.31675/1607-1859-2020-22-6-167-176

*В.И. ХИЖНЯКОВ, А.В. НЕГОДИН, В.А. ШЕЛКОВ, А.Н. ТОЗ,
Томский государственный архитектурно-строительный университет*

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ЗАБОЛОЧЕННЫХ УЧАСТКАХ ТРАССЫ

Показано, что на линейной части магистральных нефтегазопроводов, проложенных на заболоченных участках трассы, под воздействием вертикального и осевого усилия, температурного перепада появляются плавающие участки протяженностью 150–300 м и более с арками выброса, прогиб которых достигает 1,0–1,5 м. Проведен расчет на продольную устойчивость выбранного участка трубопровода, проложенного по болоту. Полученные результаты свидетельствуют о том, что потеря продольной устойчивости в виде плавающих участков и арочного выброса связана с отсутствием в проекте на строительство трубопровода на заболоченном участке расчета на продольную устойчивость от воздействия продольных сил с учетом рельефа дна траншеи, характеризующего напряженно-деформированное состояние трубопровода. На основе осуществленного анализа сделан вывод о необходимости проведения более детальных изысканий под строительство магистральных нефтегазопроводов и учета профиля трассы при расчете продольной устойчивости трубопровода на заболоченных участках трассы на стадии проектирования.

Ключевые слова: магистральные нефтегазопроводы; напряженно-деформированное состояние стенки трубы; сжимающая продольная сила; изгибающий момент; арки выброса; гофры; заболоченные участки трассы; балластировка трубопровода.

Для цитирования: Хижняков В.И., Негодин А.В., Шелков В.А., Тоз А.Н. Особенности проектирования и строительства линейной части магистральных нефтегазопроводов на заболоченных участках трассы // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. 2020. Т. 22. № 6. С. 167–176.

DOI: 10.31675/1607-1859-2020-22-6-167-176

*V.I. KHIZHNYAKOV, A.V. NEGODIN, V.A. SHELKOV, A.N. TOZ,
Tomsk State University of Architecture and Building*

DESIGN AND CONSTRUCTION OF LINEAR MAIN PIPELINE ON WATER-LOGGED GROUNDS

The paper shows that the linear segments of the main pipelines laid on water-logged grounds are characterized by the floating parts 150–300 m long, with arch blowouts with a deflection of 1.0–1.5 m. This occurs due to the vertical axial loads and the temperature difference. The buckling stability of the floating part is calculated for the pipeline laid in a bog. It is shown that the loss of the buckling stability in the form of the floating parts and arch blowout can be explained by the fact that the project on the water-logged ground construction has no the analysis of the buckling stability under axial loads with regard to the topography of the trench bottom that describes the stress-strain state of the pipeline. At a design stage, it is necessary to conduct more detailed surveys on the pipeline laying with regard to the trench profile in calculating the pipeline buckling stability on water-logged grounds.

Keywords: main pipeline; stress-strain state; compressive axial force; bending moment; arch blowout; corrugations; water-logged ground; buoyancy control.

For citation: Khizhnyakov V.I., Negodin A.V., Shelkov V.A., Toz A.N. Osobnosti proektirovaniya i stroitel'stva lineinoi chasti magistral'nykh neftegazoprovodov na zabolochennykh uchastkakh trassy [Design and construction of linear main pipeline on water-logged grounds]. Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo arkhitekturno-stroitel'nogo universiteta – Journal of Construction and Architecture. 2020. V. 22. No. 6. Pp. 167–176.

DOI: 10.31675/1607-1859-2020-22-6-167-176

Строительство линейной части магистральных нефтегазопроводов и последующая их эксплуатация осуществляется в сложных почвенно-климатических и инженерно-геологических условиях, что, как правило, обуславливает существенное отклонение их укладки от проектного положения. В большей степени это относится к заболоченным участкам трассы, где преимущественно проложены магистральные нефтегазопроводы России (более 60 %). Заболоченные и переувлажненные участки трассы развиты в долинах рек и ручьев, у подножий склонов и в седловинах. Потеря устойчивого состояния построенных трубопроводов на заболоченных участках трассы связана со сложной комбинацией нагрузок: вертикальной составляющей q_v и продольной сжимающей силы $S_{сж}$, возникающей под воздействием рабочего давления в трубопроводе и изменения температурного режима его эксплуатации. Практика показывает, что основной причиной отказов линейной части на заболоченных участках является напряженно-деформированное состояние стенки трубы. Сезонные колебания температуры и уровня воды на заболоченной трассе изменяются в широких пределах, что непосредственно оказывает влияние на напряженно-деформированное состояние стенки трубы. Обеспечение устойчивого положения трубы на проектных отметках на заболоченных участках трассы в настоящее время достигается за счет балластировки. Однако на заболоченных участках трассы балластировка не всегда обеспечивает сохранность устойчивого состояния на проектных отметках запущенного в эксплуатацию трубопровода. Следовательно, изменяется и напряженно-деформированное состояние трубопровода. По нашему мнению, это связано с недоучетом ряда факторов на стадии проектирования, основным из которых является отсутствие в рабочем проекте на строительство линейной части расчета от воздействия продольных сил на упругоизогнутый трубопровод в траншее. В проекте приведен расчет количества пригрузов и шага их установки против всплытия трубопровода. Практика показывает, что этого недостаточно. В условиях постоянных продольных и поперечных перемещений трубопровода под воздействием выталкивающей силы воды, осевого усилия и температурного перепада на линейной части появляются плавающие участки протяженностью 150–300 м и более с арками выпучивания, прогиб которых достигает 1,0–1,5 м (рис. 1) [1].

Потеря продольной устойчивости в виде появления плавающих участков и арочного выброса сводится к двум основным причинам проектного и строительного характера [2]:

– на стадии проектирования практически невозможно точно рассчитать продольно-поперечные перемещения из-за отсутствия детальных инженерных изысканий под строительство магистральных нефтегазопроводов;

– на стадии строительства не обеспечивается то положение трубы в плане и профиле, которое принято в проекте и под которое при проектировании должны быть выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния трубопровода на эксплуатационные нагрузки и воздействия.

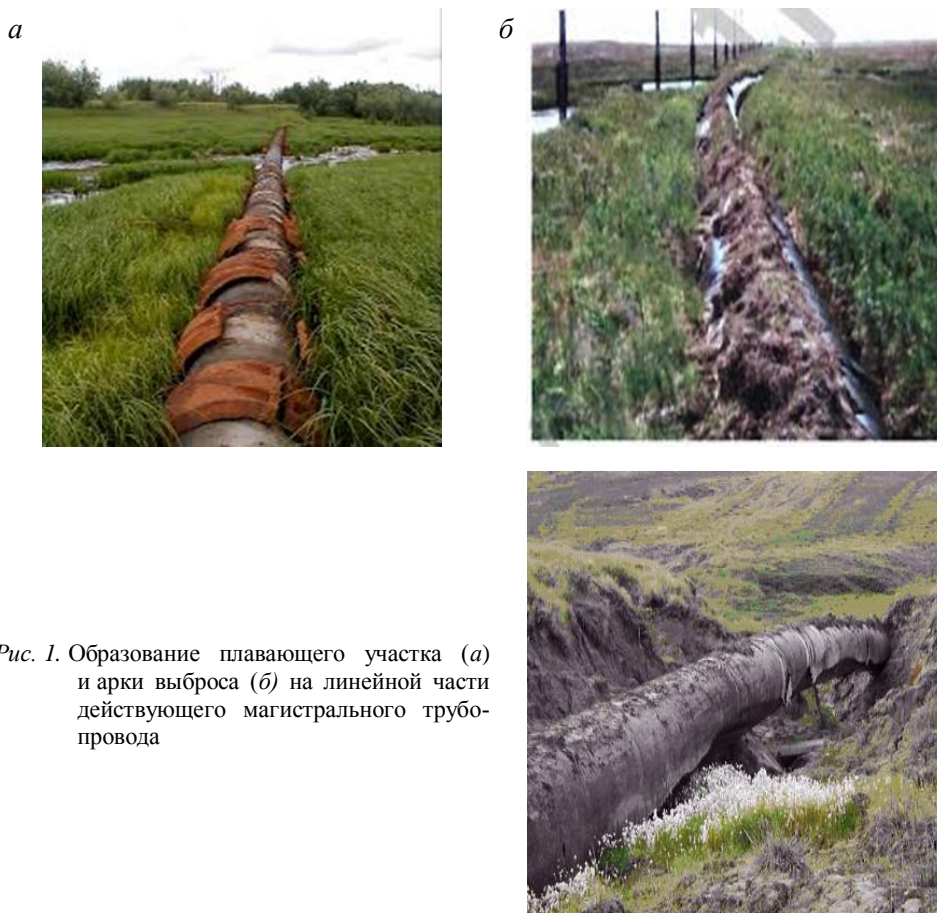


Рис. 1. Образование плавающего участка (а) и арки выброса (б) на линейной части действующего магистрального трубопровода

Потеря общей устойчивости трубопровода на заболоченных участках трассы в продольном направлении связана с защемлением трубопровода на береговых участках трассы, где трубопровод жестко связан с окружающим грунтом (рис. 1), что приводит к повышению напряжений в стенке трубы, провоцирует всплытие трубопровода с образованием арок выпучивания под воздействием возникающего продольного усилия сжатия $S_{сж}$ (рис. 2).

Возникает вопрос – на сколько неизбежна потеря устойчивости трубопровода под воздействием сжимающих сил, направленных вдоль оси с последующим появлением плавающих участков с арками выпучивания на заболоченных участках трассы магистральных нефтегазопроводов.

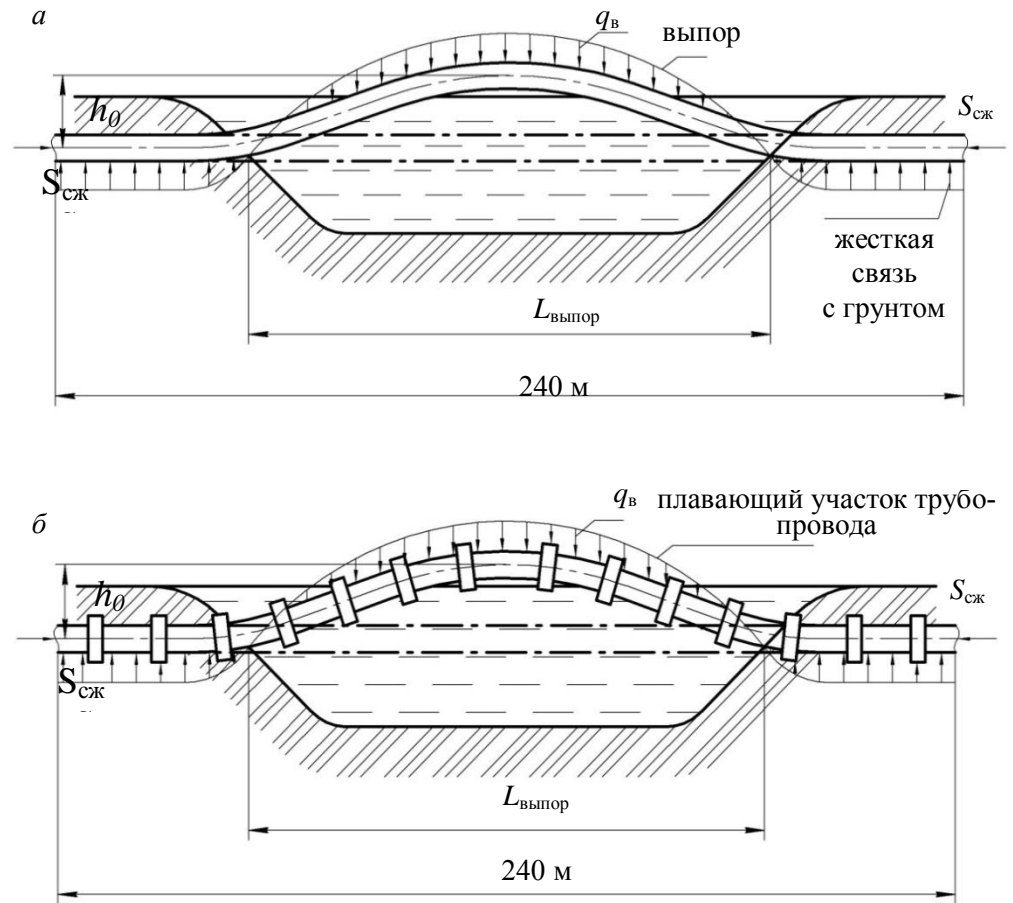


Рис. 2. Схема отклонения напряженно-деформированного участка магистрального трубопровода от проектных отметок на заболоченной трассе под воздействием вертикальной нагрузки q_v и продольного сжимающего усилия $S_{сж}$:

a – в отсутствии балластировки; b – при недостаточно забалластированном трубопроводе

Рассмотрим заболоченный участок трассы магистрального трубопровода диаметром $D=1020$ мм с толщиной стенки трубы $\delta=12$ мм, длиной $l=240$ м – длина участка трубопровода, участвующая в выпучивании (расстояние между суглинистыми берегами – заземленными концами трубопровода), проложенного на болоте в торфяном грунте на проектной глубине укладки (на стадии окончания строительства) до верхней образующей трубопровода $h_0=0,8$ м. Перепад температуры – 40 °С. Характеристики трубной стали 17ГС: временное сопротивление $\sigma = 530$ МПа; предел текучести $\sigma = 340$ МПа; модуль упругости трубной стали $E = 2,01 \cdot 10^5$ МПа; коэффициент температурного расширения стали $\alpha_t = 12 \cdot 10^{-6}/^\circ\text{C}$, изменение температуры $\pm \Delta t = 20$ °С; толщина стенки трубы $\delta=12$ мм. Рабочее давление $P_{\text{раб}} = 3,5$ МПа.

При рабочем давлении $P_{\text{раб}}$ стенка трубы испытывает действие окружных (кольцевых) напряжений:

$$\sigma_{\text{кц}} = nP_{\text{раб}}D_{\text{вн}} / 2\delta = 1,1 \cdot 3,5 \cdot 0,996 / 2 \cdot 0,012 = 159,775 \text{ МПа.}$$

Площадь поперечного сечения трубы

$$F_{\text{тр}} = \frac{\pi(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4} = \frac{3,14(102^2 - 99,6^2)}{4} = 379,94 \text{ см}^2 = 0,038 \text{ м}^2.$$

Осейвой момент инерции поперечного сечения трубы

$$I = \frac{\pi(D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64} = \frac{3,14(1,02^4 - 0,996^4)}{64} = 0,0049 \text{ м}^4.$$

В трубопроводном строительстве используют две расчетные модели взаимодействия трубопровода с грунтом: модель жесткопластичной связи трубопровода с грунтом и модель упругой связи прямолинейного трубопровода с грунтом [3, 4]. Согласно СНиП 2.05.06-85 [5], устойчивость трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы «труба – грунт» определяется соотношением

$$S_{\text{сж}} \leq mN_{\text{кр}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{сж}}$ – продольное усилие сжатия трубопровода от действия рабочего давления $P_{\text{раб}}$ и перепада температуры Δt , равное

$$S_{\text{сж}} = (0,2\sigma_{\text{кц}} + \alpha_t E \Delta t) F = \\ = (0,2 \cdot 159,775 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 40) 0,038 = 4,88 \text{ МН}, \quad (2)$$

где α_t – коэффициент температурного расширения; E – модуль Юнга. В соотношении (1) m – коэффициент условий работы трубопровода (рассматриваемый участок трассы относится к III категории, $m = 0,9$); $N_{\text{кр}}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

При использовании расчетной модели (рис. 2, а) принимается, что грунт при любых деформациях оказывает равномерное по длине сопротивление, достигающее предельного значения $q_{\text{в}}$. При этом окружающий грунт оказывает сопротивление в продольном направлении в месте контакта «труба – грунт» с интенсивностью p_0 .

Для прямолинейного участка трубопровода авторами работы [6] предложено выражение для расчета критического усилия, при котором происходит продольная потеря устойчивости трубопровода:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \sqrt[4]{p_0^2 q_{\text{в}}^4 F^2 E^5 I^3},$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям участка трубопровода единичной длины; $q_{\text{в}}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям участка трубопровода, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины.

Сопротивление грунта продольным перемещениям определим по формуле

$$p_0 = \pi D_H \tau_{\text{пр}} = 3,14 \cdot 1,02 \cdot 8,12 \cdot 10^{-3} = 26,0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

Здесь $\tau_{\text{пр}}$ – предельное касательное напряжение в контакте «труба – грунт»:

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}} = 3,14 \cdot 1,02 \cdot 8,12 \cdot 10^{-3} = 26,0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа,}$$

где $p_{\text{гр}}$ – удельное давление на единицу поверхности контакта «труба – грунт»; $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта; $c_{\text{гр}}$ – сцепление грунта. Для торфяного болотного грунта центральной части Западной Сибири, где уложен трубопровод, соответственно: $\varphi_{\text{гр}} = 14^\circ$; $c_{\text{гр}} = 0$. Плотность торфа $\lambda_{\text{гр}}$ на заболоченной трассе зависит от влажности и степени разложения. Для условий рассматриваемой задачи $\lambda_{\text{гр}} = 9,8 \text{ кН/м}^3$.

Удельное давление на единичную поверхность контакта «труба – грунт» определим из выражения [4]:

$$p_{\text{гр}} = \frac{2n_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр}} D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{гр}}}{\pi D_H} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 9800 \cdot 1,02 \left[\left(0,8 + \frac{1,02}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{1,02}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{14^\circ}{2} \right) \right] + 2115,67}{3,14 \cdot 1,02} =$$

$$= 11\,217,24 \text{ Па.}$$

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8; h_0 – глубина укладки трубопровода, в рассматриваемом случае равная 0,8 м; $q_{\text{гр}}$ – нагрузка от собственного веса заизолированной трубы без учета веса перекачиваемого продукта,

$$q_{\text{гр}} = \rho g F + 0,1 \rho g F = 7850 \cdot 9,8 \cdot 0,038 + 0,1 \cdot 1923,34 = 2115,67 \text{ Н/м.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям

$$q_{\text{в}} = n_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр}} D_H \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{\text{гр}} = 0,8 \cdot 9800 \cdot 1,02 \times$$

$$\times \left(0,8 \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 2115,67 = 2178,97 \text{ Н/м} = 2,17 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м.}$$

Теперь произведем расчет критического усилия выбранного участка трубопровода для случая жесткопластичной связи его с грунтом:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \sqrt[1]{\rho_0^2 q_{\text{в}}^4 F^2 E^5 I^3} =$$

$$= 4,09 \sqrt[1]{(26,0 \cdot 10^{-3})^2 + (2,17 \cdot 10^{-3})^4 + (0,038)^2 + (2,01 \cdot 10^5)^5 + (0,0049)^3} =$$

$$= 4,09 \sqrt[1]{49,67} = 5,85 \text{ МН.}$$

Полученный результат свидетельствует о том, что согласно расчетной модели жесткопластичной связи прямолинейного участка трубопровода

с грунтом условие устойчивости (1) выполняется практически на пределе: $4,88 \leq 5,265$.

Проверим выполнение условия (1) по расчетной модели упругой связи прямолинейного трубопровода с грунтом:

$$N_{кр} = 2\sqrt{k_0 D_H EI} = 2\sqrt{0,5 \cdot 1,02 \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 0,0049} = 44,82 \text{ МН.}$$

Здесь k_0 – коэффициент постели грунта, для влажного торфа $k_0 = 0,5$. Наглядно показано, что в случае упругой связи трубопровода с грунтом условие устойчивости (1) $4,88 \leq 40,33$ выполняется с большим запасом.

В процессе строительства трубопровод, уложенный в траншею, практически всегда имеет начальную кривизну, поэтому сжимающее усилие действует с эксцентриситетом. В связи с этим произведем расчет критического сжимающего усилия для условий, когда прокладка трубопровода не соответствует прямолинейному положению (для упругоизогнутого участка) [7]:

$$N_{кр} = 2 \frac{\pi}{l} \sqrt{EI \rho} = 2 \frac{3,14}{240} \sqrt{2,01 \cdot 10^{11} \cdot 4,9 \cdot 10^{-3} \cdot 2170 \cdot 1000} = 1,18 \text{ МН,}$$

где ρ – радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи. В расчете принят равным 1000 м. Видим, что в случае напряженно-деформированного (упругоизогнутого) трубопровода условие (1) $4,88 \geq 1,06$ не выполняется: $4,88 \geq 1,06$.

Для определения расчетной длины единичной волны выпучивания $l_{\text{вып}}$ трубопровода воспользуемся следующей зависимостью:

$$l_{\text{вып}} = 2\pi^4 \sqrt{\frac{EI}{k_0 D_H}} = 2 \cdot 3,14^4 \sqrt{\frac{2,01 \cdot 10^5 \cdot 0,0049}{0,5 \cdot 1,02}} = 41,7 \text{ м.}$$

Реальная длина волны выпучивания трубопровода из заболоченной траншеи с учетом погрешности измерений не превышает 50 м. Прогиб на длине волны от действия поперечных нагрузок [8]:

$$f_{\text{волн}} = \frac{l_{\text{вып}}^2}{\pi^2 \rho} = \frac{41,7^2}{3,14^2 \cdot 1000} = 0,176 \text{ м.}$$

Суммарный прогиб трубопровода на болоте определим по уравнению

$$f = f_{\text{волн}} \frac{1}{1 - \frac{S}{N_{кр}}} = 0,176 \frac{1}{1 - \frac{4,88}{5,85}} = 1,1.$$

Реальная высота выпора – 0,84 м.

Для расчета максимального изгибающего момента в трубопроводе на волне выпучивания воспользуемся известной зависимостью

$$\begin{aligned} M_{\text{изг}} &= \frac{q_v (l_{\text{вып}})^2}{24} + \frac{S_{\text{сж}} \cdot f}{2} = \\ &= \frac{2170(41,7)^2}{24} + \frac{4880000 \cdot 1,1}{2} = 2841224 \text{ Н} \cdot \text{м.} \end{aligned}$$

Осевой момент сопротивления сечения трубы при изгибе

$$W = \frac{\pi(D_H^3 - D_{BH}^3)}{32} = \frac{3,14(1,02^3 - 0,996^3)}{32} = 0,0072 \text{ м}^3.$$

Откуда суммарные продольные напряжения в трубопроводе на исследуемом участке

$$\sigma_{\text{прN}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W} + \frac{S}{F} = \frac{2841224}{0,0072} + \frac{4880000}{0,038} = 502,2 \text{ МПа}.$$

Допустимое сопротивление сжатию $R_2 = 324,49 \text{ МПа}$.

$502,2 \text{ МПа} > 324,49 \text{ МПа}$. Условие прочности на продольную устойчивость от воздействия суммарных продольных напряжений для случая упруго-изогнутого трубопровода в траншее не выполняется. Превышение в стенке трубы допустимых напряжений сжатия на практике приводит к потере продольной устойчивости трубопровода в виде арочного выброса. Проведенный анализ свидетельствует о необходимости на стадии проектирования учета воздействия продольных усилий на продольную устойчивость трубопровода с учетом рабочего давления в трубопроводе, перепада температуры и реального рельефа дна траншеи, характеризующего напряженно-деформированное состояние трубопровода. Комплексное обследование линейной части магистральных нефтегазопроводов, проложенных на заболоченных участках трассы, свидетельствует о том, что волны выпучивания на незабалластированных и недостаточно забалластированных нефтегазопроводах возникают на участках, имеющих начальный изгиб вследствие свободного изгиба на пересеченной трассе и вследствие изгибов после засыпки траншеи при строительстве. В большей степени выпучивание трубопроводов с образованием гофр происходит на углах поворота, где возникают максимальные изгибающие моменты, обуславливающие сложные взаимодействия продольных и поперечных перемещений трубопровода в грунте.

На начальном этапе строительства и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов появление плавающих участков с арками выпучивания на заболоченных участках трассы и, как следствие, появление аварийных ситуаций, связанных с выходом трубопровода из устойчивого состояния, носило массовый характер на магистральных нефтегазопроводах Западной Сибири и на севере европейской части России (рис. 3) [9].

Сжимающие продольные силы, возникающие под давлением перекачиваемого продукта, выталкивающей распределенной нагрузки и сезонных изменений температурного режима, приводят к тому, что реальные условия укладки трубопровода практически всегда отличаются от проектных в силу ряда серьезных факторов, основными из которых являются качество инженерных изысканий под строительство магистральных нефтегазопроводов и качество выполнения строительных работ.

Массовые случаи появления плавающих участков и арок выброса на заболоченных участках трассы магистральных нефтегазопроводов связаны с достаточно большими финансовыми потерями из-за необходимости вывода из работы участков магистральных нефтегазопроводов и затрат на их устранение.



Рис. 3. Выход на поверхность незабалластированного участка магистрального нефтепровода с образованием арки на заболоченном участке трассы

В настоящее время для ликвидации плавающих участков и арок выпучивания на практике применяют способ подсадки трубопровода на проектные отметки с помощью кривых вставок, устанавливаемых при входе и выходе участков трубопровода из болот, с последующей дополнительной балластировкой. При этом расчет продольных напряжений в кривых вставках в зависимости от изменения длины трубопровода на заболоченном участке под действием рабочего давления и температурных напряжений, как правило, отсутствует. По этой причине окончательного решения этой проблемы с приемлемой для практики надежностью до настоящего времени не получено.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Строкова Л.А., Ермолаева А.В.* Природные особенности строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» на участке Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение – Ленск // Известия Томского политехнического университета. 2015. Т. 326. № 4. С. 41–45.
2. *Димов Л.А., Богушевская Е.М.* Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. Москва, 2010. С. 14.
3. *Бородавкин П.П.* Механика грунтов в трубопроводном строительстве. Москва : Недра, 1986. С. 57.
4. *Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е.* Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Санкт-Петербург : Недра, 2005. С. 101.
5. *СНиП2-05-06–85.* Магистральные трубопроводы. С. 41.
6. *Ясин Э.М., Черников В.И.* Устойчивость подземных трубопроводов. Москва : Недра, 1968. С. 34.
7. *Коржаева К.В., Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Файзуллин С.М.* Методика определения критического продольного сжимающего усилия для подводных переходов трубопроводов // Нефтегазовое дело. 2015. № 3. С. 355.
8. *Айнбиндер А.Б.* Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость : справочное пособие. Москва : Недра, 1991. С. 116.
9. *Мазур И.И., Иванцов О.М.* Безопасность трубопроводных систем. Москва : ЕЛИМА, 2004. С. 627.

REFERENCES

1. *Strokova L.A., Ermolaeva A.V.* Prirodnye osobennosti stroitel'stva magistral'nogo gazoprovoda "Sila Sibiri" na uchastke Chayandinskoe neftegazokondensatnoe mestorozhdenie – Lensk ["Sila Sibiri" pipeline construction in the Chayandinsky oil/gas/condensate field – Lensk section]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2015. V. 326. No. 4. Pp. 41–45. (rus)
2. *Dimov L.A., Bogushevskaya E.M.* Magistral'nye truboprovody v usloviyakh bolot i obvodnennoi mestnosti [Main pipelines in wetlands and flooded areas]. Moscow, 2010. 14 p. (rus)
3. *Borodavkin P.P.* Mekhanika gruntov v truboprovodnom stroitel'stve [Soil mechanics in pipeline construction]. Moscow: Nedra, 1986. 57 p. (rus)
4. *Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentyev A.E.* Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov [Model calculations for pipeline construction and repair]. Saint-Petersburg: Nedra, 2005. 101 p. (rus)
5. SNiP 2-05-06–85. Magistral'nye truboprovody [Main pipelines]. 41 p. (rus)
6. *Yasin E.M., Chernikin V.I.* Ustoichivost' podzemnykh truboprovodov [Stability of underground pipelines]. Moscow: Nedra, 1968. 34 p. (rus)
7. *Korzhaeva K.V., Mustafin F.M., Bykov L.I., Fayzullin S.M.* Metodika opredeleniya kriticheskogo prodol'nogo szhimayushchego usiliya dlya podvodnykh perekhodov truboprovodov [Calculation of critical longitudinal compressive load for underwater pipe crossings]. *Neftegazovoe delo*. 2015. No. 3. 355 p. (rus)
8. *Ainbinder A.B.* Raschet magistral'nykh i promyslovykh truboprovodov na prochnost' I ustoychivost' [Strength and stability analysis of main and field pipelines]. Moscow: Nedra, 1991. 116 p. (rus)
9. *Mazur I.I., Ivantsov O.M.* Bezopasnost' truboprovodnykh sistem [Safety of pipeline systems]. Moscow: ELIMA, 2004. p. 627. (rus)

Сведения об авторах

Хижняков Валентин Игнатьевич, докт. техн. наук, профессор, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, val@tpu.ru

Негодин Александр Викторович, ст. преподаватель, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, Semerka.82@mail.ru

Шелков Валерий Алексеевич, студент, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, fanttom_95@mail.ru

Тоз Антон Николаевич, студент, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, tozantoz@mail.ru

Authors Details

Valentin I. Khizhnyakov, DSc, Professor, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, val@tpu.ru

Aleksandr V. Negodin, Senior Lecturer, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, Semerka.82@mail.ru

Valeriy A. Shelkov, Student, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, Fanttom_95@mail.ru

Anton N. Toz, Student, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, tozantoz@mail.ru