

УДК 621.644.07

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ПРИ МОНИТОРИНГЕ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ

¹Пульников С.А., ²Лазарев С.А.

¹ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,

Тюмень, e-mail: spulnikov@mail.ru;

²ООО «Газпром трансгаз Сургут», Сургут

Магистральные трубопроводы, проложенные в инженерно-геологических условиях 3-й категории сложности образуют с грунтами динамическую систему. Их пространственное положение непрерывно изменяется в процессе эксплуатации трубопровода и зависит от режима перекачки продукта, а также обуславливается низкой защемляющей способностью грунтов. Эксплуатирующая организация имеет возможность отслеживать изменения пространственного положения при помощи инструментальных методов контроля. Мерой оценки текущего эксплуатационного положения является допустимый предел уровня эквивалентных напряжений в стенке трубопровода. Однако переход от пространственного положения к напряженно-деформированному состоянию разработан не в полной мере. Авторами предлагается методика оценки сверху величины дополнительных продольных напряжений в наиболее опасных сечениях при продольных удлинениях и перемещениях для условно-прямолинейных подземных трубопроводов. Доказывается существование опасных сечений по уровню эквивалентных напряжений.

Ключевые слова: трубопровод, условно-прямолинейный участок трубопровода, продольные удлинения, продольные перемещения, напряженно-деформированное состояние, опасное сечение, инженерно-геологические условия 3-й категории сложности

STRESS-STRAIN EVALUATION OF STRAIGHT PIPELINE BY THE MONITORING OF HORIZONTAL AND VERTICAL POSITION

¹Pulnikov S.A., ²Lazarev S.A.

¹Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, e-mail: spulnikov@mail.ru;

²JSC Gazprom transgaz Surgut, Surgut

Main pipelines in the geotechnical conditions of the 3-th grade difficulty with soils form dynamic system. Their spatial position changes continuously, depends on the operating conditions and is caused by low jamming of soil. The operating organization has the ability to track changes of the spatial position with the help of instrumental methods of control. A measure of evaluation of the current spatial position within acceptable limits is equivalent stress in the pipe wall. However, the transition from spatial position to the stress-strain state is not designed fully. The authors offer method of top estimating the value of the additional longitudinal stresses in the most dangerous sections with longitudinal elongation and displacement for conditionally straight underground pipelines. The existence of dangerous sections by the level of equivalent stress has been proved.

Keywords: pipeline, conditionally straight pipeline, longitudinal elongation, longitudinal displacement, stress-strain state, dangerous section, geotechnical conditions 3-th grade difficulty

Магистральный трубопровод, эксплуатируемый в инженерно-геологических условиях 3-й категории сложности, подвержен постоянным изменениям пространственного положения [2–15]. Эти изменения являются компенсацией продольных напряжений, возникающих при смене основных параметров режима работы трубопровода (давление и температура) и обусловлены низкой защемляющей способностью грунтов.

Эксплуатирующая организация имеет возможность отслеживать изменения пространственного положения при помощи инструментальных методов контроля. Однако методы оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода по фактическим координатам разработаны не в полной мере.

Авторами предлагается методика приближенной оценки напряженно-деформированного состояния условно-прямолинейного участка подземного трубопровода при продольных перемещениях (под перемещениями будем понимать такие деформации, которые не изменяют общую длину участка) и удлинениях (под удлинениями будем понимать такие деформации, которые изменяют суммарную длину участка). Методика позволяет дать оценку сверху величине максимальных эквивалентных напряжений на рассматриваемом участке трубопровода.

Первое, что необходимо сделать, – выяснить, существуют ли в рассматриваемой конструктивной схеме прокладки участка трубопровода (рис. 1, 2) опасные сечения, в которых эквивалентные напряжения принимают максимальные значения. Если они

существуют, то НДС всего участка определяется напряжением в опасном сечении. Для этого необходимо доказать, что при любых деформациях справедливо хотя бы одно из неравенств:

$$\sigma_A^{IV} > \sigma_B^{IV}; \quad \sigma_C^{IV} > \sigma_B^{IV}; \quad (1)$$

$$\sigma_A^{IV} < \sigma_B^{IV}; \quad \sigma_C^{IV} < \sigma_B^{IV}, \quad (2)$$

где $\sigma_A^{IV}, \sigma_B^{IV}, \sigma_C^{IV}$ – эквивалентные напряжения в точках A, B, C по 4-й теории прочности.

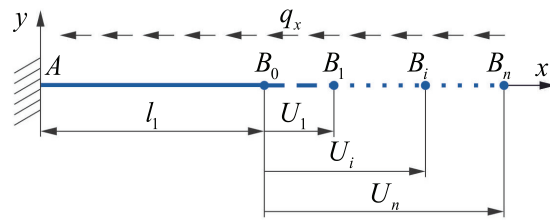


Рис. 1. Расчетная схема к определению НДС условно-прямолинейного участка трубопровода в зависимости от продольного удлинения U

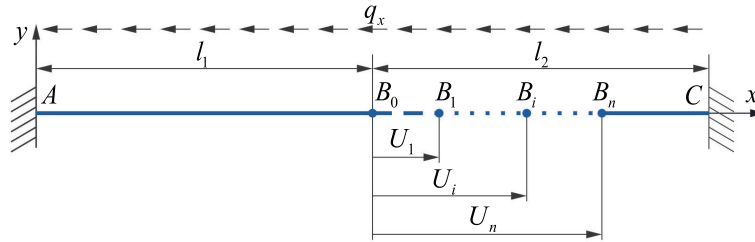


Рис. 2. Расчетная схема к определению НДС прямолинейного участка трубопровода в зависимости от продольного перемещения U

При расчетах НДС подземного трубопровода необходимо учитывать отпор грунта, возникающий при продольных перемещениях и удлинениях. В расчетных схемах (рис. 1, 2) отпор грунта рассчитывается в соответствии с упруго-пластической моделью, предложенной Айбиндером [1]:

$$q_x = -h_{x1} \pi D_{из} C_x^{кас} U + -h_{x2} f_x + h_{x3} f_x + (\rho_v g v_{подг} - q_{св}) \sin(a_{гор}); \quad (3)$$

$$\begin{cases} h_{x1} = 1, & h_{x2} = 0, & h_{x3} = 0 & -U_{пред} \leq U \leq U_{пред}; \\ h_{x1} = 0, & h_{x2} = 1, & h_{x3} = 0 & U > U_{пред}; \\ h_{x1} = 0, & h_{x2} = 0, & h_{x3} = 1 & U < -U_{пред}; \end{cases} \quad (4)$$

$$U_{пред} = f_x / (\pi D_{из} C_x^{кас}); \quad (5)$$

$$f_x = (|q_{св} - \rho_v g v_{подг}| + 2g \rho_{гр}^{зас} c_h \pi D_{из}^2) \operatorname{tg} \varphi_{гр}^{зас} + 0,6 \pi D_{из} c_{гр}^{зас}, \quad (6)$$

где c_h – безразмерный коэффициент образования свода обрушения; $q_{св}$ – собственный вес трубопровода, Н/м; $v_{подг}$ – площадь подтопленного поперечного сечения, м²; $D_{из}$ – диаметр трубопровода по изоляции, м; $C_x^{кас}$ – обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта, Па/м; $g = 9,81$ м/с²; ρ_v – плотность воды, кг/м³; $\rho_{гр}^{зас}$ – плотность грунта засыпки, кг/м³; $\varphi_{гр}^{зас}$ – угол внутреннего трения, град; $c_{гр}^{зас}$ – сцепление грунта засыпки, Па.

Составив уравнения равновесия, можно отметить важную особенность: учет сопротивления грунта продольным деформациям трубопровода приводит к уменьшению абсолютного значения дополнительного продольного напряжения в точках A и C и повышению в точке B по сравнению с незащемленным в грунте трубопроводом:

$$|\sigma_{доп, B}| > |\sigma_{доп, A}|; \quad (7)$$

$$|\sigma_{доп, B}| > |\sigma_{доп, C}|. \quad (8)$$

Дальнейший вывод проведем только для участка AB . Для участка BC вывод аналогичен, достаточно лишь учитывать, что знак перемещений изменяется на противоположный. Распишем эквивалентные напряжения в точках A и B :

$$\sigma_A^{IV} = \sqrt{\frac{(\sigma_{кц} - \sigma_{прод} - \sigma_{доп, A})^2 + (\sigma_{кц})^2 + (\sigma_{прод} + \sigma_{доп, A})^2}{2}}; \quad (9)$$

$$\sigma_B^{IV} = \sqrt{\frac{(\sigma_{кц} - \sigma_{прод} - \sigma_{доп,B})^2 + (\sigma_{кц})^2 + (\sigma_{прод} + \sigma_{доп,B})^2}{2}}. \quad (10)$$

Подставив (9) и (10) в (1) и (2) и проведя простейшие преобразования, можно прийти к следующему результату:

$$\sigma_{доп,A} + \sigma_{доп,B} > \sigma_{кц} - 2\sigma_{прод}; \quad (11)$$

$$\sigma_{доп,A} + \sigma_{доп,B} < \sigma_{кц} - 2\sigma_{прод}. \quad (12)$$

Поскольку неравенство (7) требует, чтобы напряжения $\sigma_{доп,A}$ и $\sigma_{доп,B}$ были попарно положительными или попарно отрицательными – одно из неравенств (11) или (12) выполняется всегда. Следовательно, в трубопроводе, испытывающем продольные удлинения, всегда есть опасное сечение, которое находится в одной из трех точек: А, В или С.

Из на результатов численных экспериментов и их поточечной аппроксимации авторами получены формулы, позволяющие приближенно оценивать дополнительные продольные напряжения, связанные с продольными удлинениями (13), (14) и перемещениями (13)–(16):

$$\sigma_{прод,A} = E \frac{U}{l_1} - \frac{10^6 \cdot (T_4 + (T_3 - T_4)(l_1 - 20)/140)U}{\left(T_5 \cdot 10^{\left(1,2 - \frac{256}{(l_1+50)}\right)} \left(1 + 1,6 \frac{0,1734-S}{0,1734}\right) + U^4 \right)^{0,25}}; \quad (13)$$

$$\sigma_{прод,B_1,лев} = E \frac{U}{l_1} + \frac{10^6 \cdot (T_2 + (T_1 - T_2)(l_1 - 20)/140)U}{\left(T_6 \cdot 10^{\left(1,2 - \frac{256}{(l_1+50)}\right)} + U^2 \right)^{0,5}}; \quad (14)$$

$$\sigma_{прод,B_i,прав} = -E \frac{U}{l_2} - \frac{10^6 \cdot (T_2 + (T_1 - T_2)(l_2 - 20)/140)U}{\left(T_6 \cdot 10^{\left(1,2 - \frac{256}{(l_2+50)}\right)} + U^2 \right)^{0,5}}; \quad (15)$$

$$\sigma_{прод,C} = -E \frac{U}{l_2} + \frac{10^6 \cdot (T_4 + (T_3 - T_4)(l_2 - 20)/140)U}{\left(T_5 \cdot 10^{\left(1,2 - \frac{256}{(l_2+50)}\right)} \left(1 + 1,6 \frac{0,1734-S}{0,1734}\right) + U^4 \right)^{0,25}}; \quad (16)$$

$$T_1 = 12,061 + \frac{10,103}{\sqrt{S}} + \frac{7,054}{S}; \quad (17)$$

$$T_2 = 3,751 + \frac{0,254}{\sqrt{S}} + \frac{0,978}{S}; \quad (18)$$

$$T_3 = 12,294 + \frac{9,927}{\sqrt{S}} + \frac{6,983}{S}; \quad (19)$$

$$T_4 = T_2; \quad (20)$$

$$T_5 = 2,092 \cdot 10^{-4} - \frac{5,362 \cdot 10^{-5}}{S} + \frac{4,511 \cdot 10^{-6}}{S^2}; \quad (21)$$

$$T_6 = 7,417 \cdot 10^{-5} - \frac{2,714 \cdot 10^{-5}}{S} + \frac{2,085 \cdot 10^{-6}}{S^2}, \quad (22)$$

где S – площадь поперечного сечения трубопровода, m^2 ; l_1, l_2 – длина участка в соответствии с рис. 1 и 2, m ; U – продольные перемещения, m ; E – модуль упругости стали, Pa ; $\sigma_{\text{прод.А}}, \sigma_{\text{прод.С}}$ – дополнительные продольные напряжения в точках A и C , Pa ; $\sigma_{\text{прод.В,лев}}, \sigma_{\text{прод.В,прав}}$ – дополнительные продольные напряжения слева и справа от точки B , Pa .

Получаемые по формулам (13)–(22) результаты можно использовать для расчетов эквивалентных напряжений по формулам (9)–(10).

Ниже изображены графики эквивалентных напряжений, рассчитанные по формулам (9)–(10), (13)–(22) для продольных удлинений (рис. 3) и продольных перемещений (рис. 4) при следующих исходных данных:

Диаметр: $D = 1,22$ м.

Толщина стенки: $\delta_m = 0,025$ м.

Внутреннее давление: $P = 6$ МПа.

Температура трубопровода при строительстве: $T_{\text{нач}} = -20^\circ C$.

Температура перекачиваемого продукта: $T_{\text{кон}} = 30^\circ C$.

Модуль упругости стали: $E = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па.

Коэффициент Пуассона стали: $\mu = 0,3$.

Коэффициент линейного температурного расширения стали: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ C$.

Можно заметить, что формулы (13)–(22) не содержат в себе физико-механических характеристик грунтов. Это связано с тем, что данные формулы дают оценку сверху для дополнительных продольных напряжений, а следовательно, физико-механические характеристики грунтов были подобраны таким образом, чтобы обеспечить максимальные эквивалентные напряжения.

Выводы

Показано, что магистральные трубопроводы, проложенные в инженерно-геологических условиях 3-й категории сложности, образуют с грунтами динамическую систему. Их пространственное положение непрерывно изменяется и зависит от режима эксплуатации трубопровода. Для оценки сверху величины дополнительных продольных напряжений выполнено доказательство существования наиболее опасных сечений по эквивалентным напряжениям и получены формулы, определяющие дополнительные продольные напряжения в этих сечениях.

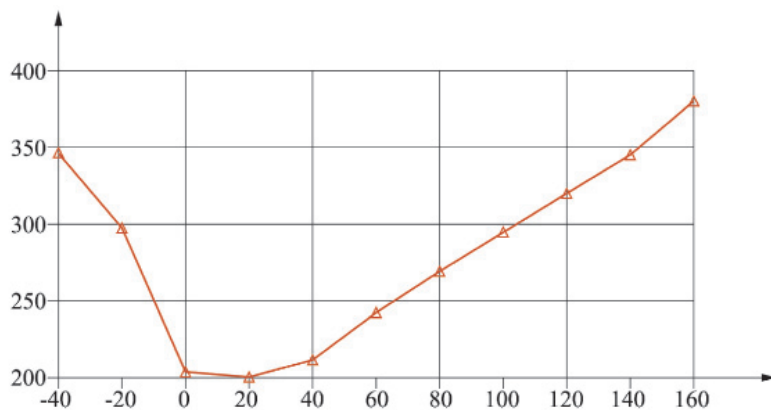


Рис. 3. Зависимость максимальных эквивалентных напряжений от продольных удлинений (расчетная схема соответствует рис. 1) для участка длиной $l_1 = 160$ м

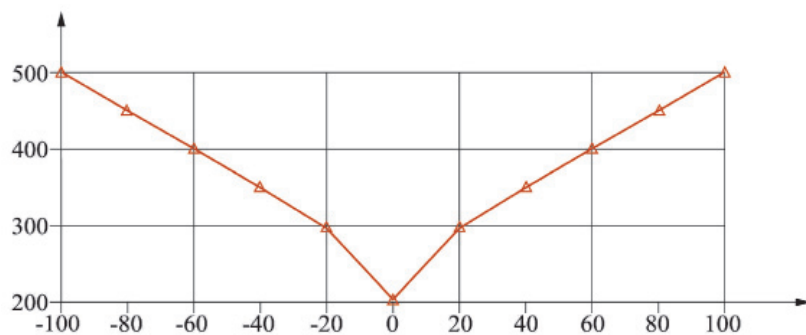


Рис. 4. Зависимость максимальных эквивалентных напряжений от продольных перемещений (расчетная схема соответствует рис. 2) для участка с длинами $l_1 = 80$ м, $l_2 = 80$ м

Список литературы

1. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.: ил.
2. Вагнер В.В., Пульников С.А., Кушнир С.Я. Распределение стрелы прогиба арочного выброса по длине подземного газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 4. – С. 101–105.
3. Горковенко А.И., Вагнер В.В., Пульников С.А. Результаты исследований взаимодействий вибронегруженных магистральных подземных газопроводов с окружающими грунтами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 4. – С. 73–77.
4. Карнаухов М.Ю., Лазарев С.А., Пульников С.А., Сысоев Ю.С. Исследование процесса формирования эксплуатационного положения протяженных участков МГ Уренгой – Челябинск в сложных гидрогеологических условиях // Газовая промышленность. – 2015. – № S724 (724). – С. 53–58.
5. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Серебренников А.А., Сенив Д.М. Устойчивость призм обвалования подземных магистральных нефтегазопроводов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 65–70.
6. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Сысоев Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 1. – С. 72–76.
7. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Сысоев Ю.С., Карнаухов М.Ю. Аналитическая задача определения удлинения газопровода в области аркообразования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 74–80.
8. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Малюшин Н.А., Сенив Д.М. Пространственная устойчивость подземных магистральных трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 51–56.
9. Алескерова З.Ш., Пульников С.А., Сысоев Ю.С., Казакова Н.В. Оценка эффективности геотехнического мониторинга магистральных газопроводов по качеству продуцируемой информации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 3. – С. 81–86.
10. Марков Е.В., Пульников С.А., Гербер А.Д. Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов с учетом радиационного излучения в инфракрасной области спектра и термического сопротивления снежного покрова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11–1. – С. 100–104.
11. Марков Е.В., Пульников С.А., Казакова Н.В. Особенности задания граничных условий третьего рода на поверхности многолетнемерзлого грунта при моделировании его теплового взаимодействия с «горячим» трубопроводом в программе comsol multiphysics 4.3b // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11–2. – С. 287–291.
12. Марков Е.В., Пульников С.А., Гербер А.Д. Проблемы задания граничных условий при моделировании теплового взаимодействия «горячих» трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–10. – С. 2106–2110.
13. Марков Е.В., Пульников С.А., Сысоев Ю.С. Анализ типовых методик расчета глубины протаивания вечномерз-

лых грунтов под трубопроводами // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – С. 142.

14. Пульников С.А., Сысоев Ю.С., Лазарев С.А. Влияние теплового режима подземного магистрального газопровода на его пространственные деформации в сложных геологических условиях // Нефть и газ западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. – 2013. – С. 52–56.

15. Пульников С.А., Сысоев Ю.С., Гербер А.Д., Карнаухов М.Ю. Методика обработки данных мониторинга пространственного положения эксплуатируемого участка подземного магистрального газопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2013. – Вып. 3 (93). – С. 58–66.

References

1. Aibinder A.B. Raschet magistralnih i promislovih truboprovodov na prochnost i ustoychivost. Nedra. 1991.
2. Vagner V.V., Poulnikov S.A., Kushnir S.Ya. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2008, no. 4, pp. 101–105.
3. Gorkovenko A.I., Vagner V.V., Poulnikov S.A., Results researches of interactions of vibration loaded main underground gas pipelines with surrounding soils. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2007, no. 4, pp. 73–77.
4. Karnauhov M.Yu., Lazarev S.A., Pulnikov S.A., Sysoev Yu.S. Gazovaya promyishlennost. 2015. no. S724 (724). pp. 53–58.
5. Kushnir S.Ya., Pulnikov S.A., Serebrennikov A.A., Seniv D.M. Ustojchivost prizm obvalovanija podzemnyh magistralnyh neftegazoprovodov. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2010, no. 4, pp. 65–70.
6. Kushnir S.Ya., Pulynikov S.A., Sysoev Yu.S., Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2012. no. 1, pp. 72–76.
7. Kushnir S.Ya., Pulynikov S.A., Malyushin N.A., Karnauhov M.Yu. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2012, no. 1, pp. 51–56.
8. Kushnir S.Ya., Pulynikov S.A., Sysoev Yu.S., Seniv D.M. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2011, no. 1, pp. 74–80.
9. Aleskerova Z.Sh., Pulnikov S.A., Sysoev Yu.S., Kazakova N.V. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2015. no. 3, pp. 81–86.
10. Markov E.V., Pulnikov S.A., Gerber A.D. Fundamental research, 2015, no. 11–1, pp. 100–104.
11. Markov E.V., Pulnikov S.A., Kazakova N.V. Fundamental research, 2015, no. 11–2, pp. 287–291.
12. Markov E.V., Pulnikov S.A., Gerber A.D. Fundamental research, 2015, no. 2–10, pp. 2106–2110.
13. Markov E.V., Pulnikov S.A., Sysoev Yu.S. Problems of modern science and education, 2015, no. 1, pp. 142.
14. Pulnikov S.A., Sysoev Yu.S., Lazarev S.A. V sbornike: Neft i gaz zapandoy Sibiri Materiali Mejdunarodnoy nauchno-technicheskoy konferencii, posviaschenoy 50-letiu Tumenskogo industrialnogo instituta, 2015, pp. 52–56.
15. Pulynikov S.A., Sysoev Yu.S., Gerber A.D., Karnauhov M.Yu., Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2013, no. 3, pp. 58–66.