

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-4-73-79
УДК 622.692.622.07

З.Х. Павлова, А.Д. Павлова, Х.А. Азметов, М.А. Харин (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ИХ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ

Zukhra Kh. Pavlova, Anastasiya D. Pavlova, Khasan A. Azmetov,
Maksim A. Kharin (Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation)

INFLUENCE ANALYSIS OF DESIGN SOLUTIONS OF UNDERGROUND PIPELINES CURVED SECTIONS ON THEIR STRESS-STRAIN STATE

Введение

Подземные трубопроводы магистральных нефте- и газопроводов сооружаются во всех климатических и географических зонах страны. Значительная доля магистральных нефте- и газопроводов проложена в условиях равнинно-холмистой и гористой местности. На холмистых и гористых местностях трубопроводы укладываются в траншею с поворотом в вертикальной плоскости. В процессе эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов под действием положительного температурного перепада и рабочего давления возникают продольные сжимающие усилия. Эти усилия приводят к продольным и поперечным перемещениям подземного трубопровода на выпуклых участках поворота в вертикальной плоскости. При перемещениях подземного трубопровода в продольном и поперечном направлениях возникают дополнительные напряжения изгиба. В то же время происходит снижение продольных сжимающих усилий, которое приводит к уменьшению значений продольных сжимающих напряжений.

Background

Underground pipelines of main oil and gas pipelines are being built in all climatic and geographical zones of the country. A significant part of the main oil and gas pipelines are laid in flat-hilly and mountainous terrain. In hilly and mountainous areas, pipelines are laid in a trench with a vertical turn. During the operation of oil and gas main pipelines, longitudinal compressive forces arise under the influence of a positive temperature difference and operating pressure. These forces lead to longitudinal and transverse movements of the underground pipeline in convex sections of the turn in the vertical plane. When the underground pipeline moves in the longitudinal and transverse directions, additional bending stresses arise. At the same time, a decrease in longitudinal compressive forces occurs, which leads to a decrease in the values of longitudinal compressive stresses.

В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», действующие в стенке труб максимальные суммарные продольные напряжения следует определять от всех (с учётом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учётом продольных и поперечных перемещений трубопровода. При этом продольные и поперечные перемещения трубопровода и возникающие напряжения вследствие этих перемещений зависят от конструктивных решений укладки подземного трубопровода.

Цели и задачи

Обеспечение прочности труб и безопасной эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов на основе совершенствования методов расчета и конструкции изогнутых участков подземных трубопроводов.

Результаты

Проведена оценка уровня наибольших продольных напряжений в подземном трубопроводе при различных конструктивных решениях угла поворота на выпуклых участках местности. Предложены технические решения, обеспечивающие прочность труб магистральных нефте- и газопроводов.

In accordance with the requirements of SP 36.13330.2012 «Trunk Pipelines», the maximum total longitudinal stresses acting in the pipe wall should be determined from all (taking into account their combination) standard loads and actions, taking into account the longitudinal and transverse displacements of the pipeline. At the same time, the longitudinal and transverse movements of the pipeline and the resulting stresses due to these movements depend on the design solutions for underground pipeline laying.

Aims and Objectives

Ensuring the strength of pipes and the safe operation of oil and gas pipelines based on the improvement of calculation methods and design of curved sections of underground pipelines.

Results

The assessment of the level of the maximal longitudinal stresses in the underground pipeline is carried out for various design solutions of the angle of rotation on convex areas of the terrain. Technical solutions to ensure the strength of pipes for oil and gas trunk pipelines have been proposed.

Ключевые слова: подземный трубопровод; угол поворота; гнутый отвод; упругий изгиб; температурный перепад; внутреннее давление; перемещения трубопровода; продольное напряжение

Key words: underground pipeline; angle of rotation; bent branch; elastic bending; temperature difference; internal pressure; pipeline movement; longitudinal stress

Магистральные нефте- и газопроводы сооружаются и эксплуатируются во всех климатических и географических зонах. Особенности этих зон так или иначе влияют на прочность трубопроводов и безопасную эксплуатацию систем нефтегазопроводов.

К особенностям указанных зон, в первую очередь, относятся пересеченность рельефа местности, свойства грунта, температура воздуха при строительстве. Так, например, пересеченность рельефа местности приводит к сложностям строительства из-

за необходимости частого использования гнутых отводов и упругого изгиба труб.

Данные о конструкции поворотов в вертикальной плоскости на выпуклых участках для среднепересеченной местности показывают, что больше всего значения углов поворота лежат в пределах от 6° до 12°. С увеличением диаметров труб среднее расстояние между указанными поворотами уменьшается, и для трубопроводов с наружным диаметром $D_H = 529$ мм и толщиной стенки $\delta = 9$ мм составляет 20,0 км, а для трубопроводов с

наружным диаметром $D_H = 1220$ мм и толщиной стенки $\delta = 12$ мм - 3,5 км. Как известно, температура окружающего воздуха при строительстве предопределяет знак и значение температурного перепада и продольного усилия в трубопроводе при эксплуатации. Так как температура перекачиваемых нефти и газа имеет положительную температуру, строительство трубопровода при отрицательной температуре всегда приводит к возникновению положительного температурного перепада и продольного сжимающего усилия в трубопроводе.

В наших исследованиях конструкция угла поворота характеризуется величиной угла поворота, радиусом кривизны гнутого отвода (если использован гнутый отвод) и минимальным радиусом упругого изгиба. Особенности перемещений подземных трубопроводов в процессе их эксплуатации, взаимодействие трубопроводов с окружающим их грунтом, возникающие при этом напряжения рассмотрены в работах [1-12]. Уровень напряжений в стенке труб влияет на безопасность и ресурс магистрального нефтегазопровода [13, 14].

В процессе перемещений наибольший прогиб трубопровода и наибольшие напряжения изгиба возникают на вершине угла поворота. Продольное сжимающее усилие, действующее в трубопроводе при его изгибе, снижается от начального (при неподвижном трубопроводе) до равновесного, которое действует на изогнутом участке. Продольное сжимающее усилие на всём изогнутом участке имеет одно и то же значение.

На участках угла поворота в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности под действием продольного сжимающего усилия происходят продольные и поперечные перемещения трубопровода с возникновением дополнительных напряжений изгиба.

С учётом работ [3, 4, 11] наибольшие поперечные перемещения (прогиб) трубопровода на углах поворота, конструктивно выполненного с применением гнутых отводов, могут быть вычислены по формуле

$$v = \bar{v} \left(\frac{EJ}{q_T} \cdot \text{tg}^4 \varphi \right)^{0,33}, \quad (1)$$

где \bar{v} - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от продольного сжимающего усилия в трубопроводе, от радиуса кривизны гнутого отвода, угла поворота и усилия сопротивления грунта поперечному и продольному перемещениям трубопровода;

E - модуль упругости металла трубы;

J - момент инерции поперечного сечения трубы;

q_T - вес трубопровода с продуктом единичной длины;

φ - половина угла поворота трубопровода.

Максимальный изгибающий момент вычисляется по формуле

$$M = \omega \cdot [q_T (EJ \cdot \text{tg} \varphi)^2]^{0,33}, \quad (2)$$

где ω - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от тех же величин, как и параметр \bar{v} .

Продольное сжимающее усилие на изогнутом участке вычисляется по формуле

$$N = \left[EJ \left(\frac{\alpha \cdot q_T}{\text{tg} \varphi} \right)^2 \right]^{0,33}, \quad (3)$$

где α - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от тех величин, как и параметр ω .

Для вычисления \bar{v} , ω и α получены расчётные формулы [3].

В качестве примера рассмотрим напряженно-деформированное состояние трубопровода $\varnothing 1220 \times 14$ мм на угле поворота при $\varphi = 3^\circ$.

Рабочее давление $p = 4,0$ МПа, $\Delta t = 60^\circ \text{C}$, $q_T = 13$ кгс/см (анализируется нефтепровод).

Сопrotивление грунта (тип грунта су-глинок) поперечным перемещениям трубопровода определено по [10] и равно $q_{ГП} = 20,5$ кгс/см, а сопротивление грунта продольным перемещениям $p_{Г} = 19,7$ кгс/см. Начальное продольное сжимающее усилие от действий Δt и p в трубопроводе при отсутствии его перемещений определено по [1] и равно $N_0 = 979911$ кгс. Радиус кривизны гнута отвода $R = 5 D_H = 6,1$ м.

В результате расчётов получено: $N = 425036$ кгс, $M = 25,92 \cdot 10^6$ кгс·см, $\nu = 5$ см. Таким образом, в результате прогиба трубопровода усилие N_0 снизилось до N , и уменьшение составляет 554875 кгс.

Расчётное продольное усилие

$$N_p = N - 0,1 \cdot npF \frac{D_B}{\delta}. \quad (4)$$

Из (4) имеем $N_p = 226483$ кгс. Суммарные наибольшие продольные напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{np}^n = 0,15p \frac{D_B}{\delta} - \frac{N_p}{F} \pm \frac{M}{W}. \quad (5)$$

В приведённых формулах $n = 1,1$ - коэффициент надёжности по рабочему давлению для нефтепроводов; $F = 530$ см² - площадь поперечного сечения трубы; $D_B = 119,2$ см - внутренний диаметр трубы; $\delta = 1,4$ см - толщина стенки трубы; $W = 15810$ см³ - момент сопротивления сечения трубы. Имеем наибольшие суммарные продольные сжимающие напряжения 156 МПа.

При расчёте без учёта продольных и поперечных перемещений

$$\sigma_{np}^n = 0,15p \frac{D_B}{\delta} - \alpha E \Delta t,$$

где α - коэффициент линейного расширения металла труб. Тогда наибольшие продольные сжимающие напряжения равны 100,0 МПа,

т.е. учёт перемещений трубопровода уточняет расчёт на 56,0 МПа.

В случае применения отвода с радиусом кривизны $R = 60$ м имеем

$$N = 646000 \text{ кгс},$$

$$M = 17,1 \cdot 10^6 \text{ кгс·см},$$

$$N_p = 447447 \text{ кгс}$$

$$\text{и } \sigma_{np}^n = 142 \text{ МПа}.$$

Наибольший прогиб $\nu = 4,5$ см.

Таким образом, применение отвода с радиусом кривизны 60 м взамен 6,1 м уменьшает продольные напряжения на 14 МПа. Наибольший прогиб при этом уменьшается незначительно.

Увеличение положительного температурного перепада приводит к существенному повышению уровня суммарного продольного напряжения.

Так, например, для трубопровода (нефтепровода) $\varnothing 1020 \times 10$ мм при $q_{Г} = 9,2$ кгс/см, $p_{Г} = 30,0$ кгс/см, $q_{сп} = 28,8$ кгс/см, $\varphi = 6^\circ$, $p = 2,0$ МПа и $\Delta t = 50^\circ \text{C}$ имеем $\sigma_{np}^n = 220$ МПа.

Для указанных исходных данных и при $\Delta t = 80^\circ \text{C}$ наибольшие продольные напряжения достигают 400 МПа.

Расчёты показали, что уменьшение значений угла поворота путём соответствующего профилирования выпуклого участка трассы и увеличение сопротивлений грунта перемещениям трубопровода путём большего его заглубления приводят к снижению уровня продольных напряжений в стенке трубопровода.

На углах поворота, конструктивно выполненного упругим изгибом трубопровода, наибольший прогиб определяется по формуле

$$\nu = \bar{\nu} A_0, \quad (6)$$

где A_0 - амплитуда начального прогиба трубопровода при его укладке в проектное положение; $\bar{\nu}$ - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от геометрических параметров укладки трубопровода на криво-

линейном участке (от ρ - минимального радиуса упругого изгиба и ℓ_0 - начальной длины волны упругого изгиба), продольного сжимающего усилия в трубопроводе и усилия сопротивления грунта перемещениям трубопровода.

Наибольший изгибающий момент вычисляется по формуле

$$M = \omega(A_0 E J q_T)^{0,5}, \quad (7)$$

где ω - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от тех же величин, как и параметр \bar{v} .

Продольное усилие на изогнутом участке трубопровода

$$N = \left(\alpha \cdot \frac{E J q_T}{A_0} \right)^{0,5}, \quad (8)$$

где α - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от тех же величин, как и параметр \bar{v} .

Проведен анализ напряженно-деформированного состояния труб газопровода на выпуклом рельефе местности наружным диаметром $D_H = 820$ мм и толщиной стенки 10 мм.

Рабочее давление $p = 6,0$ МПа. Также имеем исходные данные $q_T = 2,1$ кгс/см, $p_T = 3,1$ кгс/см, $q_{cp} = 3,2$ кгс/см, $A_0 = 10$ см. Грунт супесчаный.

Суммарные продольные напряжения определены по формуле

$$\sigma_{np}^H = 0,15 p \frac{D_B}{\delta} - \frac{N}{F} \pm \left(\frac{ED}{2\rho} + \frac{M}{W} \right). \quad (9)$$

Для вычисления \bar{v} , ω и α получены расчётные формулы [3].

Расчёты показали, что при $\Delta t = 50$ °С, $\rho = 800$ м, $\ell_0 = 39,7$ м имеем суммарные

наибольшие сжимающие напряжения $\sigma_{np}^H = 270$ МПа.

При $\Delta t = 80$ °С и тех же остальных исходных данных $\sigma_{np}^H = 360$ МПа.

При расчёте без учёта продольных и поперечных перемещений в случае укладки с упругим изгибом трубопровода

$$\sigma_{np}^H = 0,15 p \frac{D_B}{\delta} - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED}{2\rho}.$$

Тогда наибольшие суммарные продольные напряжения будут при $\Delta t = 50$ °С равны 198,0 МПа, а при $\Delta t = 80$ °С равны 273 МПа. Учёт перемещений трубопровода уточняет расчёт при $\Delta t = 80$ °С на 87 МПа.

Рассмотрим расчёт при изменении только Δt .

При $\Delta t = 50$ °С, $\ell_0 = 35,8$ м и $\rho = 650,0$ м суммарные продольные напряжения сжатия $\sigma_{np}^H = 298,0$ МПа, а при $\Delta t = 80$ °С, $\ell_0 = 35,8$ м и $\rho = 650,0$ имеем $\sigma_{np}^H = 390,0$ МПа.

Повышенный положительный температурный перепад приводит к возникновению высоких продольных напряжений.

Повышенное заглубление трубопровода на выпуклых участках трассы снижает перемещения и продольные напряжения.

Увеличение значения минимального радиуса упругого изгиба ρ приводит к снижению значений изгибающего момента M и увеличению значений продольного усилия N .

В целом увеличение ρ приводит к снижению напряжения в стенке трубопровода, возникающего по причине перемещений трубопровода.

Увеличение ρ достигается соответствующей подготовкой продольного профиля траншеи в процессе строительства подземного трубопровода.

Выводы

На основе анализа условий сооружения, конструктивных решений и напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов магистральных нефте- и газопроводов на пересеченном рельефе местности проведена оценка уровня наибольших суммарных продольных напряжений.

Наибольшие продольные напряжения на поворотах трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклых участках достигают в

ряде случаях значений, превышающих нормативные.

Рассмотрены и предложены конструктивные решения, такие как радиус кривизны отводов, угол поворота трубопровода, минимальный радиус упругого изгиба трубопровода, глубина заложения трубопровода, на основе расчетного обоснованного определения которых возможно обеспечение прочности труб и надежной эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов.

Список литературы

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, 2013. 97 с.
2. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80. М.: Госстрой, 2013. 51 с.
3. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 308 с.
4. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных нефтепроводов. СПб.: Недра, 2005. 248 с.
5. Азметов Х.А., Дудников Ю.В., Павлова З.Х. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов на переходах через естественные и искусственные препятствия. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. 280 с.
6. Азметов Х.А., Березин В.Л., Бородавкин П.П., Ясин Э.М. Надёжность «горячих» нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 84 с.
7. Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы. М.: Недра, 1973. 304 с.
8. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.
9. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. М.: Недра, 1968. 304 с.
10. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М.: Недра, 1986. 224 с.
11. Азметов Х.А., Гумеров А.Г. Стабилизация подземных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. 51 с.
12. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). М.: Недра, 1982. 384 с.
13. Гумеров А.Г., Зайнуллин К.М., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1995. 222 с.
14. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 515 с.

References

1. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIp 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Edition of SNIp 2.05.06-85*]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 97 p. [in Russian].
2. SP 86.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIp III-42-80* [SP 86.13330.2012. Trunk Pipelines. Updated Edition of SNIp III-42-80]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 51 p. [in Russian].
3. Gumerov A.G., Azmetov Kh.A., Gumerov R.S. *Rekonstruktsiya lineinoi chasti magistral'nykh nefteprovodov* [Reconstruction of the Linear Part of the Main Oil Pipelines]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2003. 308 p. [in Russian].
4. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh nefteprovodov* [Strength and Stability of Underground Oil Pipelines]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2005. 248 p. [in Russian].
5. Azmetov Kh.A., Dudnikov Yu.V., Pavlova Z.Kh. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh truboprovodov na perekhodakh cherez estestvennye i iskusstvennye prepyatstviya* [Strength and Stability of Underground Pipelines at Crossings Over Natural and Artificial Obstacles]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 280 p. [in Russian].
6. Azmetov Kh.A., Berezin V.L., Borodavkin P.P., Yasin E.M. *Nadezhnost' «goryachikh» nefteprovodov* [Reliability of «Hot» Oil Pipelines]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1975. 84 p. [in Russian].
7. Borodavkin P.P. *Podzemnye truboprovody* [Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 304 p. [in Russian].
8. Borodavkin P.P., Berezin V.L. *Sooruzhenie magistral'nykh truboprovodov* [Construction of Trunk Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 407 p. [in Russian].
9. Borodavkin P.P., Taran V.D. *Truboprovody v slozhnykh usloviyakh* [Pipelines in Difficult Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 304 p. [in Russian].
10. Borodavkin P.P. *Mekhanika gruntov v truboprovodnom stroitel'stve* [Soil Mechanics in Pipeline

Construction]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 224 p. [in Russian].

11. Azmetov Kh.A., Gumerov A.G. *Stabilizatsiya podzemnykh truboprovodov* [Stabilization of Underground Pipelines]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1989. 51 p. [in Russian].

12. Borodavkin P.P. *Podzemnye magistral'nye truboprovody (proektirovanie i stroitel'stvo)* [Underground Trunk Pipelines (Design and Construction)]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 384 p. [in Russian].

13. Gumerov A.G., Zainullin K.M., Yamaleev K.M., Roslyakov A.V. *Starenie trub nefteprovodov* [Aging of Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 222 p. [in Russian].

14. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoi ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource of Safe Operation of Vessels and Pipelines]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 515 p. [in Russian].

Авторы

• Павлова Зухра Хасановна, д-р техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Декан факультета автоматизации производственных процессов
Профессор кафедры «Электротехника и оборудование предприятий»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Павлова Анастасия Дмитриевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант кафедры «Пожарная и промышленная безопасность»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: Pavlovaad7@mail.ru

• Азметов Хасан Ахметзиевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: st@rusoil.net

• Харин Максим Александрович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: harin.maks98@gmail.com

The Authors

• Pavlova Zukhra Kh., Doctor of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Dean of Faculty of Automation of Industrial Facilities
Professor of Electrical Engineering and Electrical Facilities of Enterprises Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Pavlova Anastasiya D.
Ufa State Petroleum Technological University
Postgraduate Student of Fire and Industrial Safety Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: Pavlovaad7@mail.ru

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Construction and Repair of Gas and Oil Pipeline and Storage Facilities Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: st@rusoil.net

• Kharin Maksim A.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: harin.maks98@gmail.com