DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-81-90
УДК 622.692.43.004

Л.И. Быков, З.А. Бешерян (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕФОРМАТИВНОСТИ И НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Leonid I. Bykov, Zakhar A. Besheryan (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

STUDY OF DEFORMATION AND STRESS STATE OF OVERHEAD PIPELINES ON THE PERMAFROST SOILS

Введение

Развитие топливно-энергетического комплекса России обуславливает необходимость строительства надземных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) на арктических и приарктических широтах, что предполагает осуществление детального анализа факторов, обеспечивающих эксплуатационную надежность трубопроводных систем и экологическую безопасность окружающей среды, которые на сегодняшний день изучены недостаточно. Основными факторами обеспечения надежности трубопроводных систем являются: оптимальные конструктивные решения, обоснованные расчетные методики и рациональные схемы монтажа. Данная работа посвящена первым двум факторам.

Цели и задачи

Научное обоснование программного метода расчета надземных трубопроводов и определение оптимальных конструктивных решений при их строительстве на ММГ.

Методы

На данном этапе в работе использовались следующие методы исследования: анализ, обобщение и моделирование (посредством универсальной программной системы конечно-элементного анализа - ANSYS).

Background

The development of the fuel and energy complex of Russia causes the necessity of construction of overhead pipelines in the areas of permafrost prevalence in the Arctic and near-Arctic latitudes. This implies implementation of detailed analysis of the factors that ensure the operational reliability of pipeline systems and environmental safety of the environment, which are not sufficiently explored today. The main factors for ensuring the reliability of pipeline systems are optimal design solutions, reasonable calculation methods and rational installation schemes. This work is devoted to the first two factors.

Aims and Objectives

Scientific substantiation of the program calculation method of overhead pipelines and determination of optimal design solutions at their construction on permafrost soils.

Methods

At this stage, the following methods of research were used: analysis, generalization and modeling (by means of the universal software system of finite element analysis - ANSYS).

Результаты

Получены зависимости поперечных перемещений и максимальных напряжений, возникающих в надземном трубопроводе при самокомпенсации деформаций, от геометрических параметров системы и коэффициента трения на опорах.

Results

There are received dependencies of transverse displacements and maximal stresses, arising in the overhead pipeline at self-compensation of deformations from geometrical parameters of system and constant of friction on supports.

Ключевые слова: надземные трубопроводы; деформативность и напряженное состояние; оптимальные конструктивные решения; многолетнемерзлые грунты; математическая модель; конечно-элементный анализ

Key words: overhead pipelines; deformation and stress state; optimal design solutions; permafrost soils; mathematical model; finite element analysis

На сегодняшний день надземная прокладка трубопроводов на опорах приобретает особую актуальность в связи с необходимостью строительства трубопроводных систем в условиях Крайнего Севера. В отличие от традиционной подземной прокладки в обычных условиях, строительство трубопроводов на участках со сложными мерзлотно-грунтовыми и климатическими условиями обуславливает принятие новых технических и конструктивных решений, которые обеспечат высокий уровень надежности системы и будут удовлетворять требованиям экологической безопасности.

Для определения оптимальных конструктивных решений при надземной прокладке трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в рамках данного исследования были приняты следующие критерии оптимальности: высокая компенсационная способность, низкая трудоемкость, экологичность, надежность и экономичность.

Первый критерий (высокая компенсационная способность) обусловлен главной спецификой надземной прокладки - это необходимость компенсации деформаций трубопровода от действия температурных перепадов и внутреннего давления продукта.

Следующие два критерия (низкая трудоемкость монтажа и экологичность) менее специфичные, однако в сложных геологических и климатических условиях и при отсутствии развитой инфраструктуры для локализации и ликвидации последствий аварий данные критерии приобретают особую значимость.

Последние в этом списке критерии (надежность и экономичность) занимают далеко не последнее место по значимости при выборе оптимального конструктивного решения. Повышение экономичности при одновременном повышении (или сохранении) надежности является одной из приоритетных задач всех нефтегазовых компаний. Решать данную задачу при строительстве надземных трубопроводов предполагается за счет уменьшения максимальных напряжений в опасных сечениях системы и уменьшения общей металлоемкости (уменьшения расхода труб, зависящего от конструкции компенсационного блока, и уменьшения длины ростверка опор, зависящей от максимальных перемещений трубопровода в плане).

На разных этапах развития трубопроводного транспорта применялись различные системы надземной прокладки, условные схемы которых представлены на рисунке 1.

1 - трубопровод; 2 - промежуточная продольно-подвижная опора;
 3 - промежуточная свободно-подвижная опора; 4 - неподвижная опора

Рисунок 1. Существующие системы надземной прокладки трубопроводов: зигзагообразная прокладка трубопроводов в виде «змейки» (а); прямолинейная прокладка трубопроводов с компенсационными участками (б); параллельная прокладка трубопроводов (в)

Однако опыт строительства в условиях, осложненных наличием ММГ, показал, что прямолинейная прокладка с изогнутыми компенсационными участками различной формы (рисунок 1, б) по сравнению с другими схемами надземной прокладки в большей степени отвечает вышеперечисленным критериям оптимальности, но действительные условия работы данных систем до последнего времени изучены недостаточно [1-3].

Именно для таких систем с целью научного обоснования программного метода расчета и определения оптимальных конструктивных решений в рамках данной работы проводится исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов, сооружаемых в районах распространения ММГ.

Предварительные выводы о работе надземных систем позволили провести анализ экспериментальных исследований деформативности надземных трубопроводов от раздельного и совместного действия внутреннего давления, изменения температуры и давления ветрового потока, при различных условиях опирания (при различных коэффициентах трения на подвижных опорах, $K_{тр} = 0,001 - 0,3$), выполненных на моделях сотрудниками лаборатории трубопроводов, сооружаемых в особых условиях (ВНИИСТ) под руководством В.В. Спиридонова [4-6]. Также рассмотрены результаты экспериментов и натурных наблюдений, проведенных на реальных трубопроводах в условиях трассы [7, 8]. По результатам выполненного анализа можно сформулировать следующие выводы:

- продольные перемещения трубопровода незначительно отличаются от температурных удлинений, возможных в открытой консоли и определяемых по теоретической формуле, что говорит об отсутствии заметного влияния на них сил трения на промежуточных опорах. Поэтому в дальнейших исследованиях продольные перемещения не рассматриваются;
- поперечные перемещения трубопровода существенно зависят (при этом зависимость носит нелинейный характер) от величины коэффициента трения на опорах. Поэтому при проектировании надземных трубопроводов на опорах необходимо учитывать силу трения, поскольку без ее учета напряжённое состояние будет отличаться. Однако учет коэффициента трения на опорах существенно усложняет традиционный инженерный расчет. Решить поставленную задачу можно с использованием программного метода расчета.

Для дальнейшего исследования закономерностей изменения перемещений и напряжений в системе с учетом коэффициента трения на опорах, в рамках данной работы, было выполнено моделирование «реального» надземного трубопровода посредством универсальной программной системы конечно-элементного анализа - ANSYS (R 17.1).

При создании математической модели типового участка надземного трубопровода (рисунок 1, б), согласно действующим нормативно-техническим документам (НТД) [9, 10], предварительно был выполнен расчет основных параметров и действующих нагрузок (таблица 1).

Таблица 1. Основные исходные данные для моделирования в ANSYS

Исходные данные для расчета:	Согласно действующим НТД:
наружный диаметр - 1020 мм; рабочее давление - 10 МПа; продукт - нефть; район строительства - Уренгой	толщина стенки - 28 мм; расчетный вес трубопровода с учетом действующий нагрузок - 16,02 кН/м; величина пролета между опорами (l) - 20 м

Далее с целью определения оптимальных параметров системы с помощью метода конечных элементов (МКЭ) была проведена большая серия расчетов в зависимости от следующих геометрических параметров системы:

L - расстояние между неподвижными опорами (по прямой);

L_k - длина компенсационного участка;

α - угол между прямой, соединяющей прямолинейные участки, и наклоном ветви компенсационного участка.

По результатам конечно-элементного анализа в ANSYS для «реального» трубопровода (примеры представлены на рисунках 2 и 3) были построены графические зависимости поперечных перемещений и максимальных напряжений, возникающих при самокомпенсации деформаций.

Зависимость поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины L

Схематическое изображение исследуемого трубопровода представлено на рисунке 4. В заданной системе $l = 20$ м; $L_k = 80$ м (4); $\alpha = 12^\circ$; величина L меняется от $12l$ (240 м) до $24l$ (480 м) через каждые $4l$ при равных всех остальных условиях. Если изобразить графически изменения величин перемещения и напряжения можно заметить, что изменения носят линейный характер (рисунок 4). Согласно расчетам, линейный характер изменения данных величин при изменении L является характерным для систем не только при коэффициенте трения, равном 0,3, а также при всех других значениях коэффициента трения ($K_{тр} = 0,001-0,3$).

Зависимость поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины L_k

Рассматривается прямолинейная прокладка с компенсационными участками L_k длинами $2l$ (40 м), $4l$ (80 м), $6l$ (120 м) при $L = L_k + 12l$, $l = 20$ м, $\alpha = 12^\circ$.

Результаты анализа графически представлены на рисунке 5.

Рисунок 2. Результат анализа деформативности в ANSYS

Рисунок 3. Результат анализа напряженного состояния в ANSYS

Рисунок 4. Зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины L

Рисунок 5. Зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины L_k

Как видно из графиков, поперечные перемещения трубопровода на вершине компенсатора имеют минимальное значение при $L_k = 4l$ и увеличиваются как при $L_k = 2l$, так и при $L_k = 6l$. Максимальные напряжения возникают в углах системы при $L_k = 2l$, минимальные при $L_k = 6l$. Напряжения при $L_k = 4l$ и $L_k = 6l$ отличаются незначительно. Как показывают расчеты, примерно такие же зависимости сохраняются для системы с другими геометрическими параметрами и при других коэффициентах трения (не приводятся из-за громоздкости). Удлинение трубопровода против прямой за счет компенсационного участка при $L_k = 2l$, $L_k = 4l$ и $L_k = 6l$ соответственно составляет 0,3 %, 0,5 % и 0,7 %. С точки зрения работы конструкции трубопровода наиболее рациональной является система с длиной компенсационного участка $L_k = 4l$. При этом длина ростверков опор получается минимальной, что ведет к повышению экономичности. Система с $L_k = 6l$ при незначительном относительном выигрыше в напряжениях уступает в перемещениях и общем удлинении трубопровода (расходе труб). Систему с $L_k = 2l$ также можно признать нерациональной.

Зависимость поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины α

В рассматриваемой системе: $l = 20$ м; $L = L_k + 12l$; $L_k = 4l$; $\alpha = 6^\circ, 12^\circ, 18^\circ, 24^\circ, 30^\circ$ и 45° . Результаты конечно-элементного анализа в ANSYS графически представлены на рисунке 6. При малых значениях α уменьшается общий расход труб, однако значительно возрастают величины поперечных перемещений и недопустимо увеличиваются напряжения в углах компенсационного участка (в наиболее опасных сечениях конструкции).

При больших значениях система получает незначительные поперечные перемещения, напряжения резко уменьшаются. При этом резко возрастает общий расход труб за

счет удлинения компенсационного участка. Для углов, равных $6^\circ, 12^\circ, 18^\circ, 24^\circ, 30^\circ$ и 45° соответственно составляет 0,13 %, 0,56 %, 1,4 %, 2,4 %, 3,9 % и 10,4 %.

Расчеты показывают, что эти выводы подтверждаются также для систем с другими значениями L и L_k .

Зависимость поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины $K_{тр}$

Особый интерес представляет исследование системы при коэффициентах трения $K_{тр} = 0,001; 0,05; 0,1; 0,2$ и $0,3$ и при равных всех остальных условиях.

По результатам конечно-элементного анализа построены графики зависимости поперечных перемещений и напряжений от $K_{тр}$ на опорах (рисунок 7). Из графиков видно, что поперечные перемещения трубопровода существенно зависят от величины коэффициента трения. Зависимость носит нелинейный характер. Аналогичная зависимость наблюдается и для напряжений.

Проанализировав обе (обратные) зависимости, можно сделать вывод, что для определения оптимального решения необходимо найти баланс между минимальными напряжениями и минимальной металлоемкостью. Наиболее благоприятным можно назвать $K_{тр} = 0,05-0,1$, но учитывая ветровые нагрузки, а также технические трудности обеспечения очень низких $K_{тр}$ для трубопроводов больших диаметров в условиях Крайнего Севера, обеспечивать такие значения нецелесообразно. Это показатель того, что изучение данной темы необходимо проводить не только на основе теоретических расчетов и моделирования, но и с учетом опыта строительства надземных трубопроводов на практике. Поэтому в рамках данного исследования также был проведен комплексный анализ конструктивных и технических решений на основе отечественного и зарубежного опыта строительства надземных трубопроводов в сложных климатических и мерзлотно-грунтовых условиях [1-3, 8, 11-15].

Рисунок 6. Зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины α

Рисунок 7. Зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины $K_{тр}$

Выводы

Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах посредством универсальной программной системы

конечно-элементного анализа ANSYS позволяет сделать следующие выводы.

1. Изменение исследуемых параметров (перемещения и напряжения) при увеличении компенсируемой длины трубопровода L носит

ярко выраженный линейный характер независимо от L_k и условий трения на опорах. Поэтому, если позволяют рельеф местности и конструктивные соображения, целесообразно применять максимальные, допустимые расчетом, размеры L .

2. При оптимальном расстоянии между промежуточными опорами l , определяемом из статического расчета, оптимальный размер компенсационного участка $L = 4l$.

3. Оптимальный угол, обеспечивающий достаточную компенсационную способность при минимальном расходе труб для прямолинейной системы с треугольным компенсационным участком, находится в пределах 15° – 21° .

4. Силы трения на опорах оказывают существенное влияние на напряженное состояние и деформативность надземных трубопроводов (зависимость носит нелинейный характер).

Список литературы

1. Дерцакян А.К., Васильев Н.П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. М.: Недра, 1978. 167 с.
2. Зюлко Е., Орлик Г. Монтаж стальных конструкций. М.: Стройиздат, 1984. 284 с.
3. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.
4. Магалиф В.Я., Спиридонов В.В., Черный В.П. Самокомпенсация трубопроводов с учетом трения. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. № 4.
5. Спиридонов В.В., Черный В.П. О деформативности надземной системы трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1971. № 4.
6. Спиридонов В.В., Черный В.П. Моделирование работы надземных трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. № 1.
7. Спиридонов В.В., Лемеханов В.В. Натурные исследования напряженного состояния и деформативности надземного газопровода // Труды ВНИИСТ. 1963. № 15.
8. Харитоновский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990. 180 с.
9. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85. М.: ОАО «ЦПП», 2017. 80 с.
10. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.
11. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В. Основные технические решения по конструкции опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье - НПС «Пурпе» // Трубопроводный транспорт (теория и практика). 2013. № 6 (40). С. 4-7.
12. П1-01.03 М-0109. Проектирование магистральных трубопроводов в условиях крайнего Севера. Методические указания компании. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2016. 165 с.
13. СТО Газпром 2-2.1-318-2009. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009. 28 с.
14. СТТ-75.200.00-КТН-042-06. Технические решения по прокладке нефтепровода ВСТО на участках многолетнемерзлых грунтов и высокой

References

1. Dercakyan A.K., Vasil'ev N.P. *Stroitel'stvo truboprovodov na bolotah i mnogoletnemerzlykh gruntah* [Construction of Pipelines in Swamps and Permafrost Soils]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 167 p. [in Russian].
2. Zyulko E., Orlik G. *Montazh stal'nykh konstrukcij* [Assembly of Steel Structures]. Moscow, Strojizdat Publ., 1984. 284 p. [in Russian].
3. Petrov I.P., Spiridonov V.V. *Nadzemnaya prokladka truboprovodov* [Overhead Laying of Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 472 p. [in Russian].
4. Magalif V.Ya., Spiridonov V.V., Chernij V.P. *Samokompensatsiya truboprovodov s uchetom treniya* [Self-Compensation of Pipelines with Regard to Friction]. Moscow, VNIENGazprom, 1972. No. 4. [in Russian].
5. Spiridonov V.V., Chernij V.P. *O deformativnosti nadzemnoj sistemy truboprovodov* [On the Deformations of the Overhead Piping System]. Moscow, VNIENGazprom, 1971. No. 4. [in Russian].
6. Spiridonov V.V., Chernij V.P. *Modelirovanie raboty nadzemnykh truboprovodov* [Modeling of Overhead Pipelines]. Moscow, VNIENGazprom, 1972. No. 1. [in Russian].
7. Spiridonov V.V., Lemekhanov V.V. *Naturnye issledovaniya napryazhennogo sostoyaniya i deformativnosti nadzemnogo gazoprovoda* [Full-Scale Studies of the Stress State and Deformations of the Above-Ground Gas Pipeline]. *Trudy VNIISTa - Papers of VNIIST*, 1963, No. 15. [in Russian].
8. Harionovskij V.V. *Povyshenie prochnosti gazoprovodov v slozhnykh usloviyakh* [Increasing the Strength of Gas Pipelines in Difficult Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 180 p. [in Russian].
9. СП 20.13330.2016. *Nagruzki i vozdejstviya. Aktualizirovannaya redakciya SNIp 2.01.07-85* [SP 20.13330.2016. Loads and Impacts. The Updated Version SNIp 2.01.07-85]. Moscow, Open Joint-Stock Company «СРР», 2017. 80 p. [in Russian].
10. СП 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redakciya SNIp 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. The Updated Version SNIp 2.05.06-85*]. Moscow, FAU «FCS», 2013. 93 p. [in Russian].

сейсмичности. Ч. 1. Магистральный нефтепровод. 2006. 58 с.

15. .СТТ-23.040.00-KTN-045-12. Опоры для трубопроводов на участках надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье - НПС «Пурпе». 2012. 92 с.

11. Lisin Yu.V., Soshchenko A.E., Bondarenko V.V. Osnovnye tekhnicheskie resheniya po konstrukcii opor truboprovodov dlya uchastkov nadzemnoj prokladki truboprovodnoj sistemy «Zapolyar'e - NPS «Purpe» [The Main Technical Solutions for the Construction of Pipeline Supports for the Areas of Overhead Laying of the Pipeline System «Zapolyar'e - NPS «Purpe»] . *Truboprovodnyj transport (teoriya i praktika) - Pipeline Transport (Theory and Practice)*, 2013. No. 6 (40), pp. 4-7. [in Russian].

12. P1-01.03 M-0109. *Proektirovanie magistral'nyh truboprovodov v usloviyah krajnego Severa. Metodicheskie ukazaniya kompanii* [P1-01.03 M-0109. Design of Main Pipelines in the Extreme North. Methodical Instructions of the Company]. Moscow, PAO «NK «Rosneft'», 2016. 165 p. [in Russian].

13. *STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instrukciya po proektirovaniyu truboprovodov s kompensaciej prodol'nyh deformacij* [STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instructions for Design of Pipelines with Compensation of Longitudinal Deformations]. Moscow, OOO «VNIIGAZ», 2009. 28 p. [in Russian].

14. STT-75.200.00-KTN-042-06. *Tekhnicheskie resheniya po prokladke nefteprovoda VSTO na uchastkah mnogoletnemerzlyh gruntov i vysokoj sejsmichnosti. CHast' 1. Magistral'nyj nefteprovod* [STT-75.200.00-KTN-042-06. Technical Solutions for the Laying of the Oil Pipeline in the Areas of Permafrost Soils and High Seismicity. Part 1. Main Oil Pipeline]. 2006. 58 p. [in Russian].

15. STT-23.040.00-KTN-045-12. *Opory dlya truboprovodov na uchastkah nadzemnoj prokladki truboprovodnoj sistemy «Zapolyar'e NPS «Purpe»* [STT-23.040.00-KTN-045-12. Supports for Pipelines in the Areas of Overhead Laying of the Pipeline System «Zapolyar'e - NPS «Purpe»]. 2012. 92 p. [in Russian].

Авторы

• Быков Леонид Иванович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 8/3
тел. (347) 242-08-14
e-mail: st@rusoil.net

• Бешерян Захар Абелович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 8/3
тел. (347) 242-08-14
e-mail: zbesheryan@yandex.ru

The Authors

• Bykov Leonid I., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-14
e-mail: st@rusoil.net

• Besheryan Zakhar A.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-14
e-mail: zbesheryan@yandex.ru