

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-115-125

УДК 622.692.43.004

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

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ФОРМЕ КОМПЕНСАЦИОННЫХ УЧАСТКОВ

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

STUDY OF STRESS STRAIN STATE OF OVERHEAD PIPELINES WITH COMPENSATIVE SECTIONS OF VARIOUS FORMS

Введение

Активная добыча углеводородов на крупнейших месторождениях Западной Сибири и Крайнего Севера позволили нашей стране накопить богатый опыт в области сооружения магистральных трубопроводов. Однако при проектировании, строительстве и эксплуатации надземных магистралей в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) остается ряд проблем, решение которых является особенно актуальным при освоении месторождений на арктических и приарктических широтах в ближайшей перспективе. В данной работе объектом исследования являются системы надземной прокладки трубопроводов на опорах при различной форме компенсационных участков (треугольной, трапециевидной и П-образной).

Цели и задачи

Целью работы является оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов и определение оптимальных конструктивных параметров трубопроводных систем при надземной прокладке на ММГ.

Background

The active production of hydrocarbons in the largest deposits of Western Siberia and the Far North has allowed our country to accumulate rich experience in the construction of main pipelines. However, in the design, construction and operation of overhead pipelines in the areas with permafrost soils, a number of problems remain, the solution of which is especially relevant when developing deposits in the Arctic and Subarctic regions in the short term. In this work, the object of study is the system of overhead pipelines on supports with compensation sections of various forms (triangular, trapezoidal and inverted-U-shaped).

Aims and Objectives

The aim of the work is to assess the stress-strain state of overhead pipelines and to determine the optimal design parameters of pipeline systems with overhead routing at permafrost.

Основные задачи:

- выполнить анализ экспериментальных исследований деформативности надземных трубопроводов на ММГ;
- исследовать напряженно-деформированное состояние (НДС) надземных трубопроводов при различных геометрических параметрах системы и при различных условиях нагружения;
- определить оптимальные параметры системы при надземной прокладке трубопроводов из условия минимизации НДС.

Методы

В соответствии с целью и основными задачами применялись следующие методы: анализ, сравнение, обобщение и математическое моделирование в программном комплексе ANSYS.

Результаты

В процессе данной работы получены зависимости поперечных перемещений трубопровода (в плане) и напряжений, возникающих в надземном трубопроводе в рабочем состоянии (при расчетном сочетании нагрузок), от конструктивных параметров системы для различных форм компенсаторов.

The main objectives are:

- to perform an analysis of experimental studies of the deformativity of overhead pipelines at permafrost;
- to study the stress strain state (SSS) of overhead pipelines under various geometric parameters of the system and under various loading conditions;
- determine the optimal parameters of the system for overhead pipelines routing under condition of SSS minimizing.

Methods

In accordance with the aim and objectives, the following methods were used: analysis, comparison, generalization and mathematical modeling in the ANSYS software package.

Results

In the course of this work, the dependences of the pipeline transverse displacements (according to the plan) and the stresses arising in the overhead pipeline in working condition (at position of load) on the design parameters of the system for various forms of compensators were obtained.

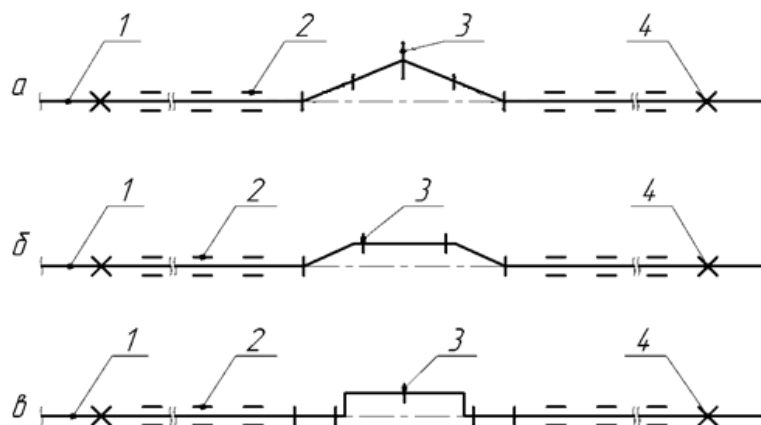
Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние; надземные трубопроводы; треугольный компенсатор; трапецевидный компенсатор; П-образный компенсатор; математическое моделирование; многолетнемерзлые грунты

Key words: stress strain state; overhead pipeline; triangular compensator; trapezoidal compensator; inverted-U-shaped compensator; mathematical simulation; permafrost soils

Согласно нормативно-техническим документам (НТД) [1-4] для компенсации продольных деформаций надземные газонефтепроводы следует сооружать по схеме прямолинейной прокладки с изогнутыми компенсационными участками, которые могут быть различной формы: треугольной, трапецевидной и П-образной (рисунок 1). Однако действительные условия работы таких систем в условиях многолетнемерзлых грунтов (ММГ) до последнего времени изучены недостаточно [5, 6].

При данной системе магистраль состоит из двух видов участков. Прямолинейные

участки, на которых трубопровод (1) посредством продольно-подвижных опор (2) перемещается вдоль оси, и изогнутые (компенсационные), на которых трубопровод посредством свободно-подвижных опор (3) перемещается в любом направлении на горизонтальной плоскости. Посередине каждого прямолинейного участка располагается неподвижная опора (4), относительно которой при компенсации деформаций прямолинейные участки перемещаются вдоль оси в сторону компенсационного участка, а вершина изогнутого участка перемещается в поперечном направлении.



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

Рисунок 1. Схема прямолинейной прокладки трубопроводов с изогнутыми компенсационными участками: треугольный компенсатор (а), трапециевидный компенсатор (б), П-образный компенсатор (в)

Для оценки НДС указанных систем с учетом действительных условий работы в рамках данного исследования выполнен анализ экспериментальных исследований деформативности надземных трубопроводов от совместного и раздельного влияния внутреннего давления продукта, температурного перепада и ветрового давления, при различных коэффициентах трения на промежуточных опорах [7-10]. Отдельное внимание уделялось исследованиям, проведенным на реальных газонефтепроводах в условиях ММГ [11, 12].

Было установлено, что значительное влияние на компенсационную способность надземных схем прокладки оказывает сила трения на опорах, но их учет существенно осложняет традиционный инженерный расчет при проектировании. Поэтому для дальнейшей оценки НДС надземных трубопроводных систем с учетом коэффициента трения на

опорах выполнялось моделирование участков «реального» надземного трубопровода с компенсаторами различной формы.

Алгоритм моделирования в универсальном программном комплексе ANSYS (R 17.1) приведен в работе [10].

До создания математической модели типового участка надземного трубопровода по действующим НТД [13, 14] выполнен расчет основных параметров и определены действующие нагрузки (таблица 1).

Далее для определения оптимальных конструктивных параметров трубопроводных систем проводилась серия расчетов в ANSYS по оценке НДС в зависимости от следующих варьируемых параметров: L - кратчайшее расстояние между неподвижными опорами (компенсируемая длина); L_k - длина компенсатора; α - угол наклона ветви компенсационного участка относительно прямолинейного.

Таблица 1. Основные исходные данные для моделирования в ANSYS

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

Результаты исследования НДС надземных трубопроводов с компенсационными участками треугольной формы ранее подробно изложены в работе [15], в данной статье приведены результаты конечно-элементного анализа в ANSYS для «реальной» надземной магистрали с компенсационными участками трапециевидной и П-образной форм, по итогам сравнительного анализа трех форм компенсаторов сделаны общие выводы.

Зависимость НДС надземного трубопровода от расстояния между неподвижными опорами (L) для трапециевидного компенсатора

Схема моделируемого участка надземного трубопровода с трапециевидным компенсатором представлена на рисунке 2. Постоянные конструктивные параметры системы: $l = 20$ м; $L_k = 78$ м; $\alpha = 45^\circ$. Параметр L варьируется от 238 до 478 м с шагом 41 (80 м).

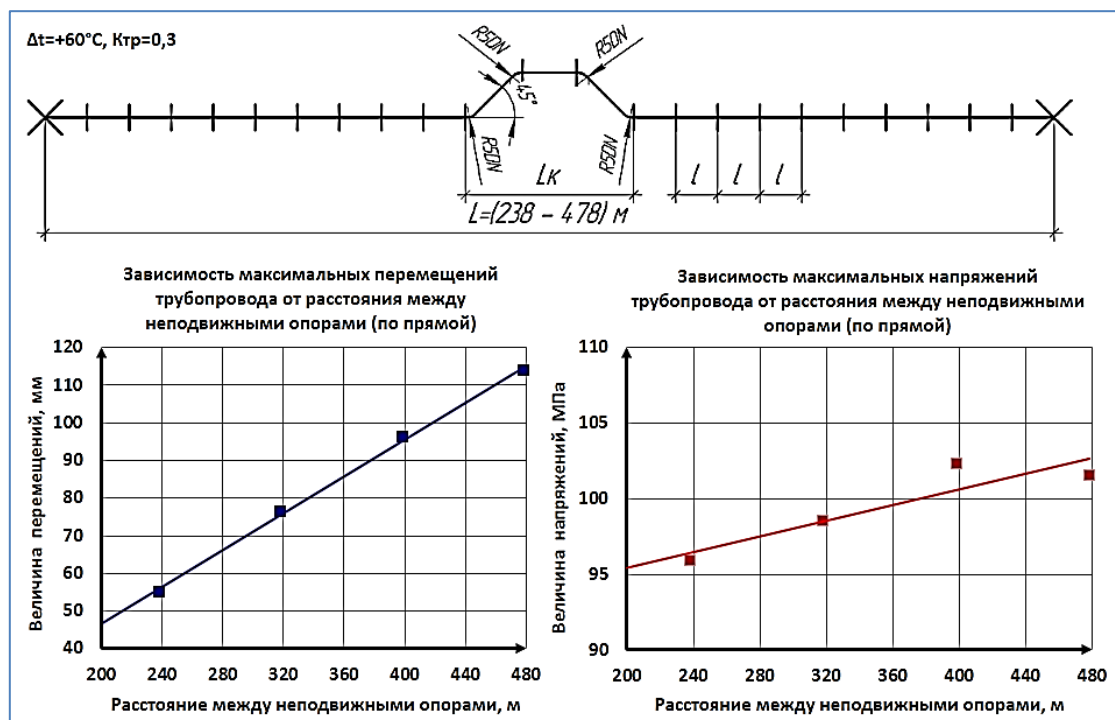


Рисунок 2. Зависимость поперечных перемещений трубопровода и напряжений от изменения величины L для трапециевидного компенсатора

Графическое изображение результатов расчета показывает, что зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от расстояния между неподвижными опорами (L) при прямолинейной прокладке с компенсационными участками трапецевидной формы носят линейный характер (рисунок 2), как и при треугольной форме компенсационного участка [15].

Однако при прочих равных условиях (таблица 1) численное значение максимального перемещения для трапецевидной формы компенсатора (113 мм) приблизительно в шесть раз меньше, чем при треугольной форме компенсатора (611 мм), а величина максимального напряжения для трапецевидной формы приблизительно в два раза меньше, чем при треугольной форме (101,5 и 188,3 МПа соответственно).

Зависимость НДС надземного трубопровода от длины компенсационного участка (L_k) для трапецевидного компенсатора

Рассматривается прямолинейный участок надземной магистрали с трапецевидным компенсатором, длина которого (L_k) варьируется в зависимости от числа пролетов на вершине (54, 78 и 126 м - два, три и четыре пролета соответственно). При этом: $L = L_k + 12l$, $l = 20$ м, $\alpha = 45^\circ$.

Схема и результаты конечно-элементного анализа в ANSYS для данного участка приведены на рисунке 3. Проанализировав результаты расчетов, мы видим, что поперечные перемещения системы минимальны при $L_k = 78$ м (три пролета) и значительно увеличиваются при $L_k = 54$ м (два пролета) и при $L_k = 126$ м (пять пролетов).

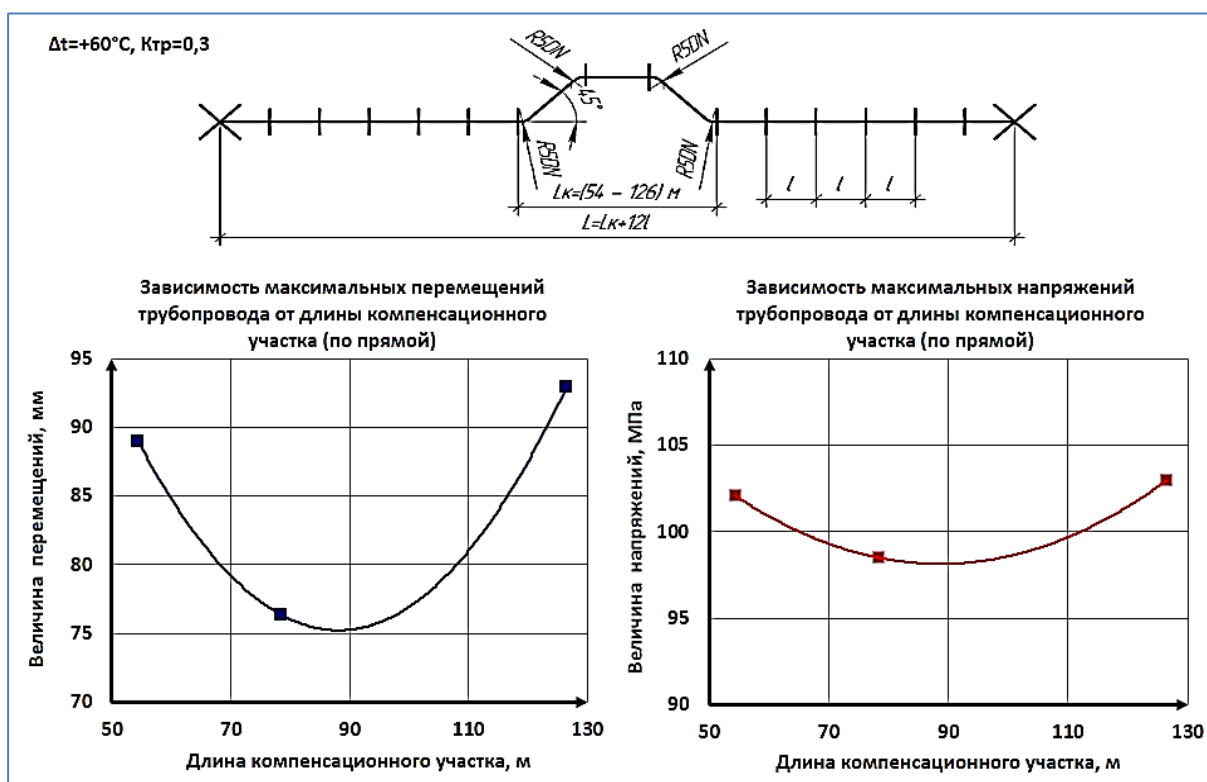


Рисунок 3. Зависимость поперечных перемещений трубопровода и напряжений от изменения величины L_k для трапецевидного компенсатора

Значения максимальных напряжений, возникающих в отводах, которые прилегают к прямолинейному участку, при $L_k = 54$ м и $L_k = 126$ м приблизительно равны.

При $L_k = 78$ м эти значения минимальны.

Следовательно, из условия минимизации НДС трубопровода рациональной можно назвать систему с длиной компенсатора $L_k = 78$ м (три пролета, см. рисунок 3). При данной величине компенсационного участка длина ростверков опор будет минимальной, что повышает экономичность системы.

В отличие от треугольной формы компенсатора [15], для трапецевидной формы система с $L_k = 126$ м (пять пролетов) уступает системе $L_k = 78$ м как по значению максимальных перемещений, так и по значению максимальных напряжений.

По аналогичной причине схему с $L_k = 54$ м (два пролета) нельзя назвать рациональной.

Зависимость НДС надземного трубопровода от угла на компенсационном участке (α) для трапецевидного компенсатора

При исследовании зависимости напряженно-деформированного состояния участка надземного трубопровода от угла на компенсационном участке величина варьируемого параметра α принималась с учетом индустриализации производства гнутых отводов ($\alpha = 6^\circ, 12^\circ, 18^\circ, 24^\circ, 30^\circ$ и 45°).

Постоянные параметры: $l = 20$ м, $L = L_k + 12l$, $L_k = 78$ м.

На рисунке 4 в виде графических зависимостей приведены результаты расчетов для трапецевидного компенсатора.

Необходимо отметить, что, как и при треугольной форме компенсационного участка, при трапецевидной форме для малых значений α характерны большие значения поперечных перемещений и максимальных напряжений (в отводах компенсатора, прилегающих к прямолинейному участку), но при этом меньше общий расход труб.

Расчеты подтверждают указанные выводы и при других принятых значениях L и L_k .

Численное значение максимального перемещения и величина максимального напряжения для трапецевидной формы (при прочих равных условиях) соразмерны максимальному перемещению и напряжению для треугольной формы [15].

Однако благодаря прямолинейной вставке на вершине трапецевидного компенсационного участка (см. рисунок 4) для больших значений α отсутствует сложность монтажа отводов на вершине компенсатора, что характерно для треугольной формы компенсатора.

Зависимость НДС надземного трубопровода от расстояния между неподвижными опорами (L) для П-образного компенсатора

Схема исследуемого участка надземной магистрали с П-образным компенсатором приведена на рисунке 5.

Постоянные параметры системы: $l = 20$ м; $L_k = 72$ м; $\alpha = 90^\circ$.

Параметр L варьируется от 232 до 472 м с шагом $4l$ (80 м).

Результаты расчетов показывают, что зависимости поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от расстояния между неподвижными опорами (L) при прямолинейной прокладке с компенсационными участками П-образной формы также носят линейный характер (рисунок 5), как и при треугольной [15] и трапецевидной (рисунок 2) формах компенсационного участка.

Однако при прочих равных условиях (таблица 1) численное значение максимального перемещения для П-образного компенсатора (64 мм) приблизительно в два раза меньше, чем при трапецевидном компенсаторе (113 мм).

Величина максимального напряжения для П-образной формы незначительно меньше, чем при трапецевидной (95,1 и 101,5 МПа соответственно).

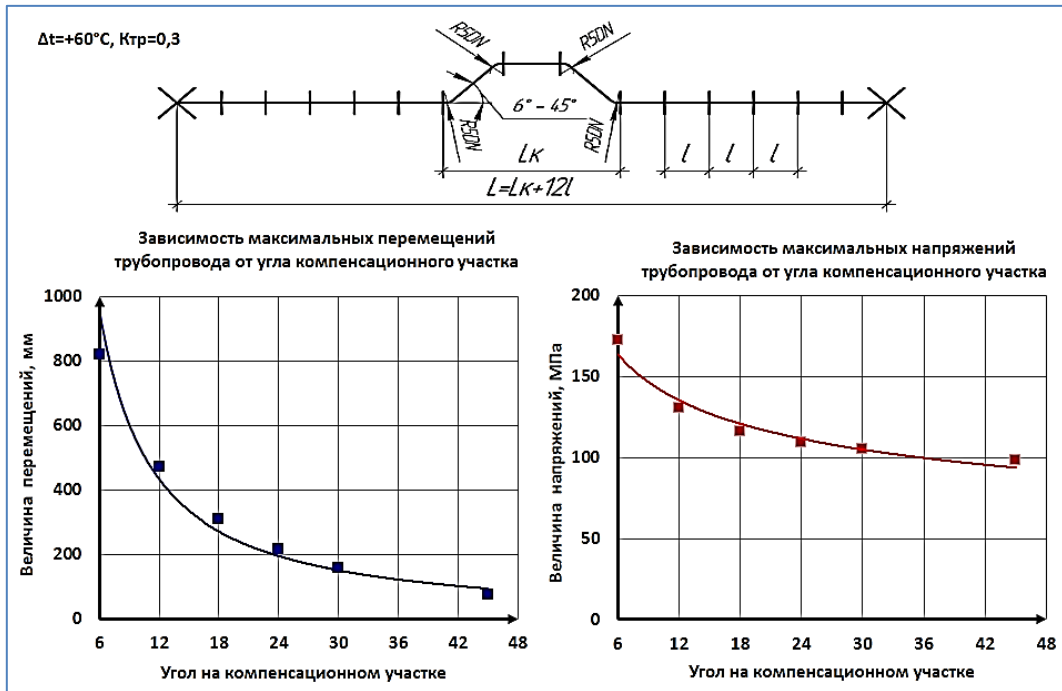


Рисунок 4. Зависимость поперечных перемещений трубопровода и напряжений от изменения величины α для трапециевидного компенсатора

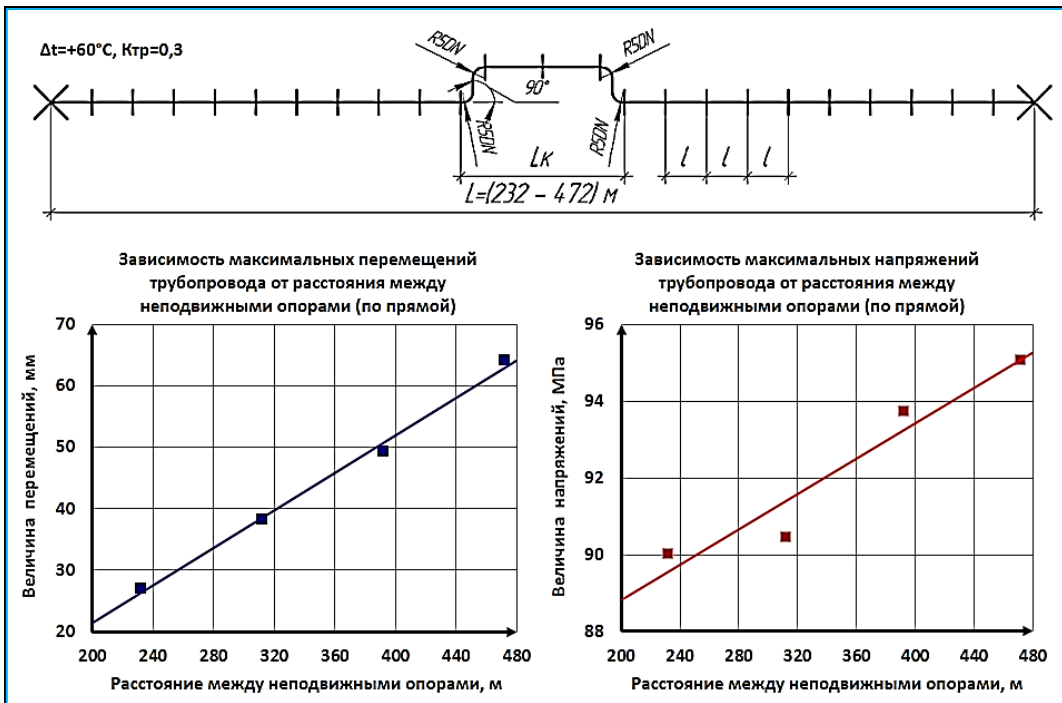


Рисунок 5. Зависимость поперечных перемещений трубопровода и напряжений от изменения величины L для П-образного компенсатора

Зависимость НДС надземного трубопровода от длины компенсационного участка (L_k) для П-образного компенсатора

На рисунке 6 приведены схема и результаты расчетов в ANSYS для прямолинейного участка трубопровода с П-образным компенсатором, длина которого (L_k) варьируется в зависимости от величины трубной секции на вершине (30, 36, 48 и 72 м), при постоянных параметрах: $L = L_k + 12l$, $l = 20$ м, $\alpha = 90^\circ$.

Проанализировав результаты расчетов, мы видим, что поперечные перемещения системы минимальны при $L_k = 30$ м и заметно возрастают с увеличением длины компенсационного участка. Но максимальные перемещения при $L_k = 48$ м приблизительно рав-

ны перемещениям при $L_k = 72$ м. Значения максимальных напряжений с увеличением длины компенсационного участка L_k меняются незначительно (рисунок 6).

Значит, из условия минимизации НДС трубопровода наиболее рациональной можно назвать схему с компенсационным участком $L_k = 30$ м.

При данной величине компенсатора длина ростверков свободно-подвижных опор будет минимальной, что повышает экономичность системы.

При прямолинейной прокладке с компенсационными участками П-образной формы наблюдаются минимальные поперечные перемещения и напряжения в системе (относительно треугольной и трапециевидной форм).

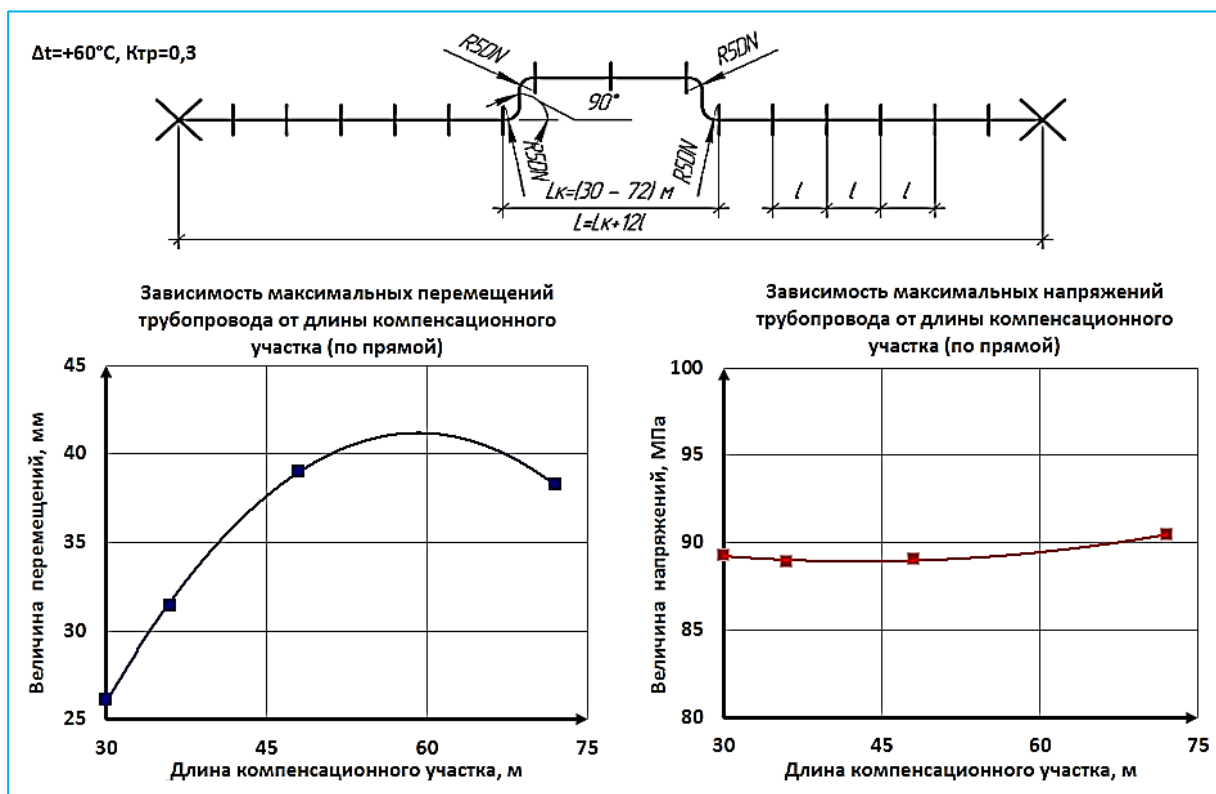


Рисунок 6. Зависимость поперечных перемещений трубопровода и напряжений от изменения величины L_k для П-образного компенсатора

Однако важно отметить, что, учитывая недостатки данной системы, связанные с наличием П-образных компенсаторов, которые увеличивают длину магистрали по сравнению с прямолинейной прокладкой на 6-10 %, повышают гидравлическое сопротивление, снижают производительность трубопровода и затрудняют прохождение средств очистки и диагностики, рекомендовать данную систему для строительства магистральных трубопроводов не представляется возможным.

Выводы

По результатам исследования НДС надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков можно сделать следующие выводы (для заданных исходных данных).

1. Независимо от формы компенсационного участка, от величины Lk и коэффициента трения на опорах, зависимость НДС надземного трубопровода при изменении расстояния между неподвижными опорами (L) носит линейный характер. Величину компенсируемой длины при прокладке протяженных участков следует принимать максимально допустимой по расчету, учитывая рельеф местности и углы поворота трассы трубопровода.

2. Из условия минимизации НДС надземной магистрали оптимальная величина компенсационного участка составляет:

треугольной формы $Lk = 4l$ (77 м) [15];
трапециевидной $Lk = 3l$ (78 м);
прямоугольной $Lk = 3l$ (30 м).

3. Из условия обеспечения высокой компенсационной способности, минимальной металлоемкости и приемлемых значений исследуемых параметров (перемещений и напряжений) оптимальная величина угла α для системы составляет:

с треугольным компенсатором - от 15° до 21° [15];
с трапециевидным - 45° .

4. Учитывая все достоинства и недостатки рассматриваемых форм компенсационных участков, трапециевидная форма компенсатора является оптимальной для строительства протяженных надземных трубопроводов, что подтверждается практикой проектирования и строительства реальных магистралей (Заполярье - Пурпе [4], Восточная Сибирь - Тихий океан [3] и др.).

Данную форму компенсатора следует принять за основу при дальнейшем исследовании действительных условий работы надземных магистралей в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Список литературы

1. П1-01.03 М-0109. Проектирование магистральных трубопроводов в условиях крайнего Севера. Методические указания компании. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2016. 165 с.
2. СТО Газпром 2-2.1-318-2009. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009. 28 с.
3. СТТ-75.200.00-КТН-042-06. Технические решения по прокладке нефтепровода ВСТО на участках многолетнемерзлых грунтов и высокой сейсмичности. Ч. 1. Магистральный нефтепровод. 2006. 58 с.
4. СТТ-23.040.00-КТН-045-12. Опоры для трубопроводов на участках надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье - НПС «Пурпе». 2012. 92 с.
5. Дерцакян А.К., Васильев Н.П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. М.: Недра, 1978. 167 с.
6. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная

References

1. P1-01.03 M-0109. *Proektirovanie magistral'nykh truboprovodov v usloviyakh 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» Publ., 2016. 165 p. [in Russian].
2. *STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instrukciya po proektirovaniyu truboprovodov s kompensaciej prodol'nykh deformacij* [STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instructions for Design of Pipelines with Compensation of Longitudinal Deformations]. Moscow, ООО «VNIIGAZ» Publ., 2009. 28 p. [in Russian].
3. *STT-75.200.00-КТН-042-06. Tekhnicheskie resheniya po prokladke nefteprovoda VSTO na uchastkakh mnogoletnemerzlykh gruntov i vysokoj sejsmichnosti. CHast' 1. Magistral'nyj nefteprovod* [STT-75.200.00-КТН-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].

прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.

7. Магалиф В.Я., Спиридонов В.В., Черний В.П. Самокомпенсация трубопроводов с учетом трения. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. 24 с.

8. Спиридонов В.В., Черний В.П. О деформативности надземной системы трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1971. № 4.

9. Спиридонов В.В., Черний В.П. Моделирование работы надземных трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. № 1.

10. Бешерян З.А. Экспериментальные исследования деформативности и моделирование работы надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Нефть и газ - 2018: сб. тр 72-й междунар. молодеж. науч. конф. М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. С. 35-43.

11. Спиридонов В.В., Лемеханов В.В. Натурные исследования напряженного состояния и деформативности надземного газопровода // Труды ВНИИСТ. 1963. № 15.

12. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990. 180 с.

13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.

14. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85. М.: ОАО «ЦПП», 2017. 80 с.

15. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 2 (118). С. 81-90. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-81-90.

4. 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].

5. Dercakyan A.K., Vasilev 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].

6. Petrov I.P., Spiridonov V.V. *Nadzemnaya prokladka truboprovodov* [Overhead Laying of Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 472 p. [in Russian].

7. Magalif V.Ya., Spiridonov V.V., Chernij V.P. *Samokompensaciya truboprovodov s uchetom treniya* [Self-Compensation of Pipelines with Regard to Friction]. Moscow, VNIENGazprom Publ., 1972. 24 p. [in Russian].

8. Spiridonov V.V., Chernij V.P. *O deformativnosti nadzemnoj sistemy truboprovodov* [On the Deformations of the Overhead Piping System]. Moscow, VNIENGazprom Publ., 1971. No. 4. [in Russian].

9. Spiridonov V.V., Chernij V.P. *Modelirovanie raboty nadzemnykh truboprovodov* [Modelling of Overhead Pipelines]. Moscow, VNIENGazprom Publ., 1972. No. 1. [in Russian].

10. Besheryan Z.A. *Eksperimental'nye issledovaniya deformativnosti i modelirovanie raboty nadzemnykh truboprovodov na mnogoletnemerzlykh gruntakh* [The Experimental Investigations of Stress-Strain Behaviour, and the Simulation of Suspended Pipelines Operation on the Permafrost Soils]. *Sbornik trudov 72-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii «Neft' i gaz - 2018»* [Proceedings of the 72nd International Youth Scientific Conference «Oil and Gas - 2018»]. Moscow, Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2018. pp. 35-43. [in Russian].

11. 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].

12. 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].

13. SP 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» Publ., 2013. 93 p. [in Russian].

14. SP 20.13330.2016. *Nagruzki i vozdejstviya. Aktualizirovannaya redakciya SNiP 2.01.07-8* [SP 20.13330.2016. Loads and Impacts. The Updated Version SNiP 2.01.07-85]. Moscow, «СРР» Publ., 2017. 80 p. [in Russian].

15. Bykov L.I., Besheryan Z.A. *Issledovanie deformativnosti i napryazhennogo sostoyaniya nadzemnykh truboprovodov na mnogoletnemerzlykh*

gruntah [Study of Deformation and Stress State of Overhead Pipelines on the Permafrost Soils]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti / nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 2 (118), pp. 81-90. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-81-90 [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, 1
e-mail: st@rusoil.net

• Кантемиров Игорь Финсурович, д-р техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
e-mail: ikant@mail.ru

• Бешерян Захар Абелович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант 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
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: st@rusoil.net

• Kantemirov Igor F., Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: ikant@mail.ru

• Besheryan Zakhar A.
Ufa State Petroleum Technological University
Post-graduate 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