Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133). С. 100-111. ISSN 1998-8443 (print)

Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2021. Issue 5 (133). P. 100-111. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 621.644.07

doi: 10.17122/ntj-oil-2021-5-100-111

К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЧНОСТИ НАДЗЕМНЫХ ЗИГЗАГООБРАЗНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Владимир Васильевич Акчермушев¹, Ксения Валерьевна Кожаева²,

Хасан Ахметзиевич Азметов³

^{1, 2, 3}Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

¹zav_bk@mail.ru

²msjealous@mail.ru

³azmetov1939@yandex.ru

Автор, ответственный за переписку: Ксения Валерьевна Кожаева, msjealous@mail.ru

Аннотация. Надземная прокладка трубопроводов с компенсацией продольных деформаций является актуальной в проектировании и строительстве магистральных трубопроводов ввиду добычи углеводородов в отдаленных районах, где наблюдаются многолетнемерзлые грунты, тектонические разломы, сейсмически опасные участки.

На таких сложных участках строительства рекомендуется применять зигзагообразную укладку надземного трубопровода. Однако в существующей нормативно-технической документации и научной литературе расчет таких участков трубопроводов на прочность решен не в полной мере.

Примеры строительства зигзагообразных участков магистральных трубопроводов составляют единицы по всему миру: Транс-ляскинский нефтепровод и нефтепровод Ванкор - Пурпе.

Существующие методики расчета надземных зигзагообразных участков трубопроводов не учитывают такие факторы, как усилие трения трубопровода на опорах и значение радиуса кривизны гнутого отвода на вершине змейки, которые существенно влияют на напряженно-деформированное состояние трубопровода во время его эксплуатации.

Кроме того, представляет интерес влияние угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси и протяженности трубопровода между неподвижными опорами на уровень напряжений в условиях воздействия высокого положительного температурного перепада.

Получена оценка влияния сил трения, радиуса кривизны гнутого отвода на вершине угла поворота и других параметров конструкции на перемещения надземного трубопровода и рассчитаны суммарные продольные напряжения в стенке труб под действием эксплуатационных нагрузок.

Получены количественные характеристики и проведен анализ влияния сил трения на опорах, радиуса кривизны гнутого отвода и других параметров конструкции на прогиб надземного трубопровода и суммарные продольные напряжения, возникающие в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: надземный трубопровод, проверка на прочность, напряженно-деформированное состояние, компенсация продольных деформаций, зигзагообразная прокладка трубопровода, сила трения на опорах, радиус кривизны гнутого отвода

Для цитирования: Акчермушев В. В., Кожеева К. В., Азметов Х. А. К вопросу обеспечения прочности надземных зигзагообразных участков магистральных трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133), С. 100-111. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-5-100-111>.

Original article

TO THE QUESTION OF ENSURING THE STRENGTH OF MAIN PIPELINE ABOVE-GROUND ZIGZAG SECTIONS

Vladimir V. Akchermushev¹, Ksenia V. Kozhaeva², Khasan A. Azmetov³

^{1, 2, 3}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

¹zav_bk@mail.ru

²msjealous@mail.ru

³azmetov1939@yandex.ru

Corresponding author: **Ksenia V. Kozhaeva**, msjealous@mail.ru

Abstract. Aboveground laying of pipelines with compensation of longitudinal deformations is relevant in the design and construction of trunk pipelines due to the production of hydrocarbons in remote areas where permafrost soils, tectonic faults, and seismically hazardous areas are observed.

On such difficult construction sites, it is recommended to use a zigzag laying of the above-ground pipeline. However, in the existing normative and technical documentation and scientific literature, the calculation of such pipeline sections for strength has not been fully resolved.

Examples of the construction of zigzag sections of main pipelines are units all over the world: the Transalaska oil pipeline and the Vankor-Purpe oil pipeline.

The existing methods for calculating above-ground zigzag sections of pipelines do not take into account such factors as the frictional force of the pipeline on the supports and the value of the radius of curvature of the bent bend at the top of the snake, which significantly affect the stress-strain state of the pipeline during its exploitation.

In addition, the influence of the angle of deflection of the pipeline from the horizontal axis and the length of the pipeline between fixed supports on the stress level under conditions of exposure to a high positive temperature difference is of interest.

An assessment of the influence of friction forces, the radius of curvature of the bent bend on the top of the angle of rotation and other design parameters on the movement of the aboveground pipeline was obtained, and the total longitudinal stresses in the pipe wall under the action of operational loads were calculated.

Quantitative characteristics are obtained and an analysis of the influence of friction forces on the supports, the radius of curvature of the bent bend and other structural parameters on the deflection of the aboveground pipeline and the total longitudinal stresses arising in the process of operation is carried out.

Keywords: above-ground pipeline, check for strength, stress-strain state, compensation of longitudinal deformations, zigzag pipeline laying, friction force on supports, radius of curvature of the bent branch

For citation: Akchermushev V. V., Kozhaeva K. V., Azmetov Kh. A. K voprosu obespecheniya prochnosti nadzemnykh zigzagobraznykh uchastkov magistral'nykh truboprovodov. [To the Question of Ensuring the Strength of Main Pipeline above-Ground Zigzag Sections]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2021, Issue 5 (133), pp. 100-111. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-5-100-111>.

На современном этапе развития трубопроводных систем нефтегазовой отрасли проектирование и строительство новых трасс магистральных трубопроводов все больше затрагивает отдаленные территории и охватывает сложные климатические и природные условия [1, 2]. Прокладка подземных трубопроводов в таких районах нецелесообразна ни с экономической, ни с экологической, ни с технической точек зрения. Приемлемым вариантом является применение надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций.

Для недопущения чрезмерных напряжений в металле труб и опасных деформаций эффективным для надземных трубопроводов является вариант самокомпенсации температурных деформаций и деформаций, вызванных внутренним давлением, с возможностью трубопровода в допустимых пределах перемещаться в продольном и поперечном направлениях.

Одной из конструкций прокладки с компенсацией деформаций служит зигзагообразная прокладка трубопровода. Успешным примером инженерно-технического ре-

шения является Трансаляскинский нефтепровод, более 50 % трассы которого проложено надземно на опорах с применением зигзагообразной укладки на самых сложных участках трассы. Трасса нефтепровода пересекает районы распространения многолетнемерзлых грунтов и районы с высокой сейсмической активностью.

Следует отметить, что опыт строительства подобных участков трубопроводов в мире практически отсутствует, за исключением Трансаляскинского нефтепровода и нефтепровода Ванкор-Пурпе.

Укладка трубопровода в виде «змейки» имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами компенсационных участков:

- общая длина трубопровода меньше по сравнению с П-образной формой укладки или трапецеидальной;
- меньше гидравлическое сопротивление движению продукта;
- проход внутритрубных средств очистки и диагностики без затруднений.

Одним из главных требований обеспечения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов является соблюдение условий прочности, установленных для заданной расчетной схемы прокладки трубопровода, а расчетная схема должна отражать действительные условия его работы [3].

Критерием оценки прочности конструкции является соблюдение условий, при которых возникающие в трубопроводе напряжения под воздействием нагрузок не должны превышать допустимых значений [4].

Основным нормативно-техническим документом по проектированию магистральных трубопроводов в России является свод правил [5], устанавливающий требования к прочности для различных форм прокладки магистральных трубопроводов. В соответствии с требованиями [5] проверку на прочность надземных трубопроводов производят исходя из условия

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_2 \cdot R_2, \quad (1)$$

где ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

R_2 — расчетное сопротивление растяжению (сжатию);

$\sigma_{\text{пр}}$ — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, величина которых определяется в соответствии с общими правилами строительной механики, при этом трубопровод рассматривается как прямолинейный или криволинейный стержень.

В указанном своде правил требуется производить расчет надземных трубопроводов на прочность с учетом трения на опорах и выбирать значение коэффициента трения самостоятельно исходя из того, что опаснее для данного расчетного случая. Однако методики расчета максимальных продольных напряжений и перемещений с учетом сил трения на опорах в своде правил не приводится.

Кроме того, согласно [5] при надземной прокладке магистральных трубопроводов обязательно должна быть предусмотрена компенсация продольных деформаций. Это достигается путем применения компенсаторов либо особенностей конструктивной схемы прокладки в виде компенсационных участков.

Обратимся к стандарту организации [6], в котором приведены положения по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. В нем отмечено, что расчеты по приведенным формулам в данном стандарте являются приближенными. В [6] указывается, что определение напряженно-деформированного состояния (НДС) надземных участков трубопроводов следует производить с помощью соответствующих компьютерных программ.

Необходимо отметить, что с целью повышения безопасности эксплуатации и ресурса конструкции необходимо обеспечить минимальное напряжение в несущих конструкциях при заданных нагрузках [7-11].

Расчет геометрических параметров зигзагообразного участка трубопровода (вы-

лет f , длины трубопровода между неподвижными опорами S , расстояния между опорами l_0 , числа пролетов между неподвижными опорами n), а также параметров напряженно-деформированного состояния (прогиба Δf и максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ в вершине змейки) приводится в работах [6-9].

Однако эти расчеты справедливы только для случаев, когда перемещениям трубопровода не оказываются сопротивления, когда как в трубопроводах сопротивление их перемещениям всегда присутствует.

В работах [7-9] отмечается, что расчетными формулами не учитывается ряд факторов, в том числе трение трубопровода на промежуточных опорах, которое будет уменьшать перемещение трубопровода.

Вес трубопровода с продуктом и изоляцией q и коэффициент трения на опорах f_T связывает формула усилия трения на опорах, то есть усилия, препятствующего продольному перемещению трубопровода:

$$P = q \cdot f_T \cdot l_0. \quad (2)$$

Для определения влияния коэффициента трения трубопровода на опорах, радиуса кривизны гнутого отвода на вершине и угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси решено провести серию расчетов с возможными вариантами изменения геометрических характеристик и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода для следующих исходных данных:

– магистральный нефтепровод из стали марки 09Г2С диаметром 1020 мм с толщиной стенки 20 мм, рабочим давлением 6 МПа, температурным перепадом 30 °С, уложенным зигзагообразно с расстоянием между неподвижными опорами в 240 м;

– магистральный нефтепровод из стали марки 09Г2С диаметром 720 мм с толщиной

стенки 12 мм, рабочим давлением 5 МПа, температурным перепадом 30 °С, уложенным зигзагообразно с расстоянием между неподвижными опорами в 240 м (рисунок 1).

Для решения задачи воспользуемся компьютерной программой Старт-Проф 4.85 R1, учитывающей вышеуказанные влияющие на напряженно-деформированное состояние параметры.

Данную программу рекомендуют в нормативном документе [6] как имеющую успешный опыт использования в проектировании магистральных трубопроводов.

Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода произведен для положительного температурного перепада Δt как для наиболее реализуемого случая эксплуатации.

Перед созданием расчетной модели в окне общих данных зададим нормативный документ для оценки прочности СП 36.13330.2012 и температуру монтажа участка трубопровода (рисунок 2).

По результатам расчета заданной полуволны змейки без учета трения трубопровода на опорах получено, что прогиб составил $\Delta f = 0,463$ м, а максимальные продольные напряжения составили $\sigma_{пр} = 149,5$ МПа, что удовлетворяет условию прочности (1) по нормативному документу [5].

Далее выполнено построение расчетной модели (рисунок 3) с учетом коэффициента трения на опорах, величина которого составляет $f_T = 0,3$, и радиуса изгиба гнутого отвода $R = 40,8$ м (рисунок 4).

Задав все необходимые данные, нажимаем вкладку «Расчет».

Затем во вкладке «Результаты» можно посмотреть все необходимые расчетные параметры (рисунок 5).

Результаты расчетов с возможными вариантами изменения геометрических характеристик и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода приведены на рисунках 6-9.

1 - неподвижная опора; 2 - подвижная опора; L - расстояние между неподвижными опорами;
 l_0 - расстояние между опорами; S - длина трубопровода между неподвижными опорами;
 f - вылет; Δf - прогиб под действием эксплуатационных нагрузок;
 φ - угол отклонения трубопровода от горизонтальной оси трассы
 1 - fixed support; 2 - movable support; L - distance between fixed supports;
 l_0 - distance between supports; S - pipeline length between fixed supports;
 f - overhang; Δf - deflection due to operational loads;
 φ - angle of deflection of the pipeline from the horizontal axis of the route

Рисунок 1. Схема зигзагообразного участка надземного трубопровода
Figure 1. Scheme of a zigzag section of an above-ground pipeline

Рисунок 2. Окно программы с заданием исходных данных
Figure 2. Program window with initial data setting

Рисунок 3. Модель зигзагообразного участка трубопровода
Figure 3. Model of a zigzag section of the pipeline

Рисунок 4. Расстановка опор с коэффициентом трения $f_T = 0,3$
Figure 4. Arrangement of supports with a coefficient of friction $f_T = 0,3$

Рисунок 5. Окно вывода результатов расчета
Figure 5. Window for displaying calculation results

Рисунок 6. Графики зависимости суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$
и прогиба трубопровода Δf от коэффициента трения на опорах f_t
Figure 6. Graphs of the dependence of the total longitudinal stresses $\sigma_{пр}$
and deflection of the pipeline Δf on the coefficient of friction on the supports f_t

Рисунок 7. Графики зависимости суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ и прогиба трубопровода Δf от радиуса кривизны гнутого отвода R на вершине зигзагообразного участка

Figure 7. Graphs of the dependence of the total longitudinal stresses $\sigma_{пр}$ and deflection of the pipeline Δf on the radius of curvature of the bent bend R at the top of the zigzag section

Рисунок 8. Графики зависимости суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ и прогиба трубопровода Δf от угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси φ

Figure 8. Graphs of the dependence of the total longitudinal stresses $\sigma_{пр}$ and deflection of the pipeline Δf on the angle of deflection of the pipeline from the horizontal axis $\sigma_{пр}$

Рисунок 9. Графики зависимости суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ и прогиба трубопровода Δf от длины трубопровода между неподвижными опорами S

Figure 9. Graphs of the dependence of the total longitudinal stresses $\sigma_{пр}$ and the deflection of the pipeline Δf from the length of the pipeline between the fixed supports S

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении коэффициента трения f_T трубопровода на опорах от 0 до 0,6 значение максимальных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ на вершине зигзагообразного участка увеличивается в среднем в 1,41 раза.

При этом значение прогиба Δf на вершине угла зигзагообразного участка трубопровода под действием продольных усилий от температурного перепада и внутреннего давления уменьшается в 1,4 раза.

Изменение радиуса кривизны гнutoго отвода R на вершине зигзагообразного участка трубопровода также влияет на величину суммарных продольных напряжений и перемещений в трубопроводе, причем с увеличением радиуса гнutoго отвода суммарные продольные напряжения уменьшаются, а прогиб увеличивается в незначительных пределах, порядка 1-2 %.

Увеличение угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси φ приводит к снижению величины максимальных продольных напряжений и прогиба участка трубопро-

вода на вершине, при этом увеличение угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси φ от 5° до 20° приводит к снижению величины максимальных продольных напряжений в 1,5 раза, а величина прогиба снижается в 1,96 раза.

В работе [7] рекомендуемая длина трубопровода между неподвижными опорами S принимается в пределах от 120 до 240 м.

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка трубопровода показывают, что с увеличением длины между неподвижными опорами величина суммарных продольных напряжений и прогиба увеличивается, причем зависимости суммарных продольных напряжений и прогиба от длины участка трубопровода носят линейный характер (рисунок 9).

Из анализа результатов расчета установлены параметры, существенно влияющие на значения величины прогиба и суммарных продольных напряжений на зигзагообразном участке трубопровода: коэффициент трения трубопровода f_T на опорах и угол отклонения трубопровода φ от горизонтальной оси.

Выводы

1. Установлено, что параметры конструкции надземного зигзагообразного участка трубопровода (радиус кривизны гнутого отвода на вершине участка, угол отклонения трубопровода от горизонтальной оси, длина между неподвижными опорами), а также коэффициент трения трубопровода на опорах, неучтенный в существующих методиках расчета таких участков на прочность, влияют на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

2. Установлено, что существенное влияние на напряженно-деформированное состояние зигзагообразных участков трубопроводов оказывают коэффициент трения трубопровода на опорах и угол отклонения трубопровода от горизонтальной

оси, причем увеличение коэффициента трения приводит к увеличению суммарных продольных напряжений и уменьшению прогиба, а увеличение угла отклонения трубопровода приводит к снижению как суммарных продольных напряжений, так и прогиба на вершине зигзагообразного участка трубопровода.

3. Установлено, что с увеличением длины трубопровода между неподвижными опорами величина суммарных продольных напряжений и прогиба увеличивается, причем зависимости суммарных продольных напряжений и прогиба от длины участка трубопровода носят линейный характер.

Список источников

1. Валеев А.Р., Ялалов Д.В. Анализ способов сейсмозащиты магистральных трубопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 3. С. 38-42.

2. Каргаполов В.Д. Анализ надежности работы способов прокладки нефтепродуктопроводов в Магаданской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 4. С. 103-109.

3. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние // Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 56-68.

4. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. М.: Минрегион России, 2013. 23 с.

5. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.

6. СТО Газпром 2-2.1-318-2009. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. М.: ВНИИГАЗ, 2009. 28 с.

7. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.

8. Васильев Г.Г., Орехов В.В., Лежнев М.А. Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 118 с.

9. Андронов И.Н., Кузьбожев А.С., Агиней Р.В. Ресурс надземных трубопроводов: В 2 Ч. Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний. Ухта: УГТУ, 2008. Ч. 1. 272 с.

10. Махутов Н.А., Пермиков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 516 с.

11. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность

References

1. Valeev A.R., Yalalov D.V. Analiz sposobov seizmozashchity magistral'nykh truboprovodov [Analysis of Methods of Seismic Protection of Trunk Lines]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2017, No. 3, pp. 38-42. [in Russian].

2. Kargapolov V.D. Analiz nadezhnosti raboty sposobov prokladki nefteproduktoprovodov v Magadanskoi oblasti [Analysis of the Reliability of the Methods of Laying Oil Product Pipelines in the Magadan Region]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz - Oil and Gas Studies*, 2011, No. 4, pp. 103-109. [in Russian].

3. Kharionovskii V.V. Nadezhnost' magistral'nykh gazoprovodov: stanovlenie, razvitie i sovremennoe sostoyanie [Reliability of Main Gas Pipelines: Formation, Development and Modern Situation]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2019, No. 1 (779), pp. 56-68. [in Russian].

4. SP 33.13330.2012. Raschet na prochnost' stal'nykh truboprovodov [SP 33.13330.2012. Strength Calculation of Steel Pipelines]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2013. 23 p. [in Russian].

5. SP 36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody [SP 36.13330.2012. Main Pipelines]. Moscow, FAU «FTsS» Publ., 2013. 93 p. [in Russian].

6. STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instruksiya po proektirovaniyu truboprovodov s kompensatsiei prodol'nykh deformatsii [STO Gazprom 2-2.1-318-2009. Instruction for the Design of Pipelines with Compensation for Longitudinal Deformations]. Moscow, VNIIGAZ Publ., 2009. 28 p. [in Russian].

7. Petrov I.P., Spiridonov V.V. Nadzemnaya prokladka truboprovodov [Above Ground Pipelines].

трубопроводных систем. М.: Елима, 2004. 104 с.

Moscow, Nedra Publ., 1973. 472 p. [in Russian].

8. Vasilev G.G., Orekhov V.V., Lezhnev M.A. *Sooruzhenie i remont magistral'nykh truboprovodov* [Construction and Repair of Trunk Pipelines]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2004. 118 p. [in Russian].

9. Andronov I.N., Kuzbozhev A.S., Aginei R.V. *Resurs nadzemnykh truboprovodov: V 2 Ch. Faktory, ogranichivayushchie resurs. Standartnye metody ispytaniy* [Resource of Aboveground Pipelines: In 2 Parts. Factors Limiting the Resource. Standard Test Methods]. Ukhta, UGTU Publ., 2008. Part 1. 272 p. [in Russian].

10. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoi ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource for the Safe Operation of Vessels and Pipelines]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 516 p. [in Russian].

11. Mazur I.I., Ivantsov O.M. *Bezopasnost' truboprovodnykh sistem* [Pipeline Safety]. Moscow, Elima Publ., 2004. 104 p. [in Russian].

Информация об авторах

• Акчермушев Владимир Васильевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Аспирант кафедры «Сооружение и ремонт
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
e-mail: zav_bk@mail.ru

Information about the authors

• Akchermushev Vladimir V.
Ufa State Petroleum Technological University
Postgraduate of Gas and Oil Pipelines and Storage
Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: zav_bk@mail.ru

• Кожяева Ксения Валерьевна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Сооружение и ремонт
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
e-mail: msjealous@mail.ru

• Kozhaeva Ksenia V., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Gas and Oil Pipelines
and Storage Facilities Construction and Repair
Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: msjealous@mail.ru

• Азметов Хасан Ахметзиевич, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт га-
зонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3
тел. (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil Pipelines and Storage
Facilities Construction and Repair Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
tel: (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 20.08.2021; одобрена после рецензирования 28.08.2021; принята к публика-
ции 01.09.2021.

The article was submitted 20.08.2021; approved after reviewing 28.08.2021; accepted for publication 01.09.2021.