

УДК 622.692.4.053

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ НАДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Чухарева Наталья Вячеславовна¹,
natasha@tpu.ru

Шарф Ирина Валерьевна¹,
irina_sharf@mail.ru

Снигерев Дмитрий Сергеевич²,
nigerdim@yandex.ru

Шахметов Игорь Николаевич¹,
ins13@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² АО «Транснефть – Западная Сибирь»,
Россия, 644033, г. Омск, ул. Красный путь, 111/1.

Актуальность исследования обусловлена снижением металлоемкости прямолинейного участка надземного нефтепровода для транспортировки нагретой нефти и сокращением затрат на его эксплуатацию в зависимости от выбора конструкции компенсационного блока.

Цель: определение оптимальной конструкции компенсатора прямолинейного участка надземного нефтепровода с учетом влияния температурных параметров перекачиваемой среды в условиях сбережения производственных ресурсов.

Объекты: нефтепровод для перекачки горячей нефти, П-, S-образный, трапециевидный и дугообразный компенсационные блоки.
Методы: математическое моделирование надземной части участка нефтепровода, расположенного в области распространения криолитозоны, при помощи метода конечных элементов, интегрированного в ANSYS Workbench, и сравнительный анализ полученных зависимостей для выбора оптимального технического решения.

Результаты. Прочностной расчет разных конструктивных исполнений компенсационных блоков показал объемы максимальных напряжений и перемещений, возникающих вследствие изменения условий перекачки подогретой нефти по прямолинейному участку надземного нефтепровода. Результаты полученных данных положены в основу выбора оптимальных геометрических типоразмеров компенсаторов, рассматриваемых при сооружении надземной части участка заданной протяженности. Проведен расчет технологических параметров прямолинейного участка надземного нефтепровода с учетом забираемой под конструкционным сооружением площади, которая непосредственно влияет на объемы землепользования выбранного объекта исследования. Для разных компенсационных блоков установлены разные уровни формируемых объемов гидравлических потерь, что связано с энергозатратами оператора перекачки нефти. Сравнительный анализ экономической эффективности позволяет рассматривать дугообразные компенсационные блоки в качестве перспективной конструкции с учетом стратегических задач в части энергоэффективности и защиты окружающей среды в арктической зоне.

Ключевые слова:

Нефтепровод, перекачка с подогревом, надземный участок, компенсационный блок, напряженно-деформированное состояние, металлоемкость, гидравлические потери, энергозатраты, экономическая эффективность.

Введение

Детальный анализ существующих способов прокладки нефтепроводов (НП) свидетельствует о том, что реализация некоторых проектов строительства может быть сопряжена с рисками изменения устойчивости технических объектов. Это наиболее характерно для северо-восточных регионов РФ, так как формирующийся в настоящее время потенциал нефтепроводной инфраструктуры предполагает их интенсивное освоение, что соответствует оценке и перспективам расширения производства, указанным в исследовании [1].

Присутствие геокриологических массивов на обозначенных территориях способствует развитию неравномерных деформаций грунта в разные периоды года, которые классифицируют по [2] как длительные и кратковременные нагрузки: пучения, осадки, морозные растрескивания. Поэтому существуют огра-

ничения при выборе способа прокладки трубопроводов с привязкой к конкретному местоположению объекта и геологическим характеристикам района строительства. Кроме того, по целому ряду причин, связанных с изменениями реологических параметров нефти, требуется применение специальных технологичных перекачки с подогревом, примером чего являются действующие участки трубопроводной системы РФ и США (операторы – ПАО «Транснефть» и Alyeska Pipeline Service Company). Это реализованные проекты: «Заполярье-Пурпе», «Транс-алаянский нефтепровод» [3, 4].

Следует отметить, что для участков с распространением многолетнемерзлых грунтов характерно следующее: ледяные массивы в зимний период времени и водная гладь в летний период. В связи с указанным укладку в траншею трубопровода не проводят. Строительство линейной части НП осуществляют с при-

менением специальных надземных опор, что позволяет обеспечить минимальное воздействие «тела трубы» на несущую способность грунта и на окружающий растительный покров, нарушение которого, согласно исследованиям [5–7], может привести к существенным деградациям участков вечной мерзлоты, сопровождающимся заболачиванием территорий, изменениям условий существования фауны и изменению ряда других экологических аспектов. Поэтому осознание потенциальной опасности своей технологической деятельности организациями добычи, транспортировки и хранения нефти ориентирует их на условия эксплуатации опасных производственных объектов без причинения вреда окружающей среде в условиях высокого уровня экологической безопасности производства [8, 9].

Использование надземной технологии прокладки имеет свои преимущества и недостатки. С одной стороны, такой способ позволяет обеспечить высокий уровень эксплуатационной надежности, связанный с минимальными отклонениями напряженно-деформированного состояния (НДС) от исходных заданных условий на стадии проектирования. С другой стороны, необходимо правильно выбрать соответствующую конструкцию опор и компенсационных блоков (КБ) для нивелирования температурных перемещений в зависимости от условий перекачки нефти по заданному участку.

Как известно из ряда технических решений [10–12], устойчивое положение опор в грунте обеспечивают специальные термические стабилизаторы, заполненные хладогентом, что позволяет поддерживать отрицательную температуру грунта вокруг свай опоры. Устойчивое положение НП обеспечивают разные геометрические формы КБ, особенностью которых заключается в том, что при выборе конкретной конструкции проектная организация должна учесть множество факторов исходя из металлоемкости планируемого участка НП, площади, занимаемой объектом, и эксплуатационных условий в совокупности с экономической эффективностью. При этом последнее подразумевает стоимостные характеристики и гидравлические параметры, формирующие объемы потерь напора на трение с учетом энергообеспечения перекачивающих агрегатов совместно с заданными объемами поставки продукции потребителю. Предлагаемые технические решения КБ должны разрабатываться с учетом реализуемых программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности предприятий трубопроводного транспорта нефти и быть направленными на снижение потребления электроэнергии в результате уменьшения гидравлического сопротивления при перекачке нефти.

В связи с указанным выше выбор конструкции КБ является актуальной задачей. Ее решение невозможно без расчета прочностных параметров по строительным нормам и правилам. Проведенный анализ современной нормативно-технической документации [1, 13, 14] показал, что указанные документы не выделяют кон-

кретные планируемые эксплуатационные условия при выборе оптимальной конструкции КБ. Это является недостатком действующих нормативов. Поэтому указанная проблема может быть решена предварительным созданием ряда математических моделей, что позволит установить приоритет конкретного варианта геометрической формы КБ в условиях высокой вариативности изменения исходных составляющих для обеспечения требуемого уровня надежности НП.

Вышеизложенное явилось основанием для разработки технических решений при выборе оптимальной конструкции КБ в рамках подготовки научного отчета по результатам исследовательской деятельности для III Международной научно-технической конференции ПАО «Транснефть». Таким образом, цель данной работы: определение оптимальной конструкции компенсатора надземного прямолинейного участка нефтепровода с учетом влияния температурных параметров перекачиваемой среды в условиях сбережения производственных ресурсов.

Постановка проблемы

Основными конструкциями компенсаторов, предназначенными для обеспечения устойчивости надземных участков трубопроводов, являются П-, Г-, Z- и трапециевидный типы (рис. 1). Применение конкретной конструкции зависит от проектных требований, привязанных к топографическим условиям местности планируемой трассы трубопровода, и положения компенсационного блока, определяемого выбранным участком.

При поворотах трассы НП, при входе или выходе на поверхность участка НП, в том числе при пересечении русел небольших рек и оврагов, производят сооружение только Г- и Z-образных КБ [15, 16]. Для прямолинейных участков такие конструктивные решения не используют.

В отличие от двух предыдущих КБ, П-образный (ПКБ) и трапециевидный (ТКБ) компенсационные блоки устанавливают только на прямолинейных участках с определенным заданным интервалом, рассчитанным в соответствии с прочностными параметрами участка НП [14]. Эти два типа являются наиболее распространенными. Однако, как показывают исследования [17, 18], данные формы КБ повышают расход трубных секций при сооружении НП и формируют значительный объем гидравлических потерь, обусловленных местными сопротивлениями из-за геометрических параметров компенсаторов.

Указанная проблема может быть решена при помощи новых форм КБ. Проведенный патентный обзор показал, что такими формами могут служить S-образный (СКБ) и дугообразный (ДКБ) компенсаторы (рис. 2). Но для таких конструкций [19, 20] не представлена методика расчета прочностных параметров, что накладывает определенные трудности на теоретическое обоснование выбора. Тем не менее современные методы инженерного анализа могут позволить приблизиться к решению указанной проблемы.

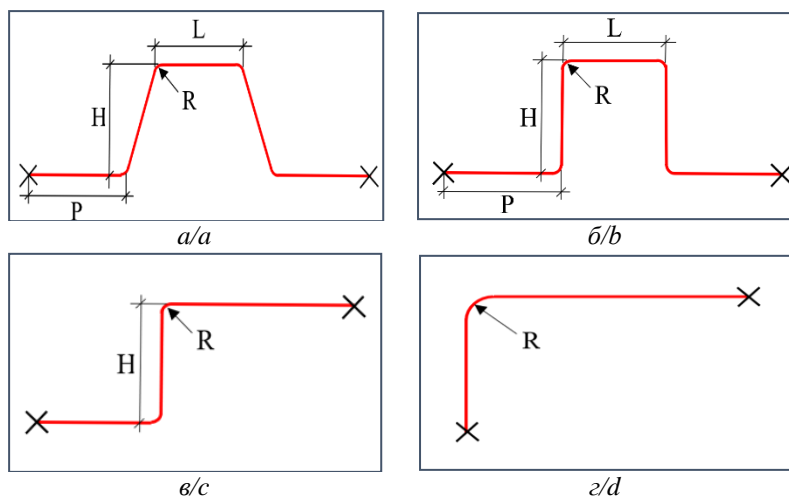


Рис. 1. Конструкции основных типов КБ: трапецевидная (а); П-образная (б); Z-образная (в); Г-образная (г). Параметры компенсаторов: H – вылет компенсатора, м; L – полка компенсатора, м; P – плечо компенсатора, м; R – радиус скругления оси, м

Fig. 1. Design of basic types of expansion joints: tapered (a); U-shaped (b); Z-shaped (c); L-shaped (d). Expansion joint parameters: H – overhang of expansion joint, m; L – flange of expansion joint, m; P – arm of expansion joint, m; R – axis rounding radius, m

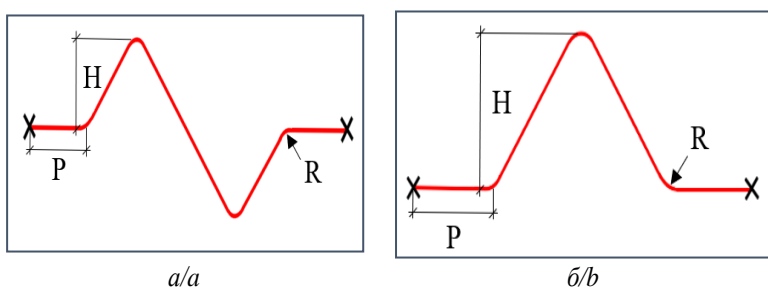


Рис. 2. Патентные конструкции КБ: S-образная (а); дугообразная (б)

Fig. 2. Patented design of expansion joints: S-shaped (a); arch-shaped (b)

Методы исследования

В работе применяли метод конечных элементов, интегрированный в программную систему ANSYS Workbench и успешно используемый различными исследователями [21–24] для решения многокритериальных статических и динамических задач трубопроводного транспорта и хранения углеводородов.

Так как в представленной работе стояла задача оценки надежности и экономической эффективности при сооружении и эксплуатации только прямолинейного участка надземного НП, то Г- и Z-образные КБ не рассматривали. Исходя из указанного, в качестве объекта исследования были выбраны оставшиеся 4 конструкции: ПКБ и ТКБ и две новые СКБ и ДКБ, ранее не используемые в реализованных ПАО «Транснефть» проектах.

Исследование напряженно-деформированного состояния проектируемого трубопровода диаметром 1020 мм проводили при следующих условиях:

- эксплуатационное давление – 5 МПа;
- материал трубопровода – низколегированная сталь повышенной прочности К56 (табл. 1);
- толщина стенки трубопровода – 16 мм;
- радиус скругления отводов – 5,1 м;

- температура нефти в процессе перекачки изменялась от 70 до 50 °С;
- температура фиксации трубопровода – минус 20 °С.

Таблица 1. Физико-механические характеристики стали К56

Table 1. Physical-mechanical characteristics of steel K56

Класс прочности Strength class	μ_0	α , 1/град. 1/grade	ρ , кг/м ³ kg/m ³	E_0	σ_m	$\sigma_{вр}$
				МПа/MPa		
K56	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$	7850	$2,06 \cdot 10^5$	410	550

E_0 – модуль упругости/elastic modulus; μ_0 – коэффициент Пуассона/Poisson's ratio; α – коэффициент температурного расширения/thermal expansion coefficient; ρ – плотность/density; σ_m – предел текучести/yield strength; $\sigma_{вр}$ – предел прочности/tensile strength.

Конечно-элементная формулировка поставленной задачи в матричной форме имеет следующий вид:

$$\sum_{m=1}^n ([K_e] \{u_m\} - \{F_e^{th}\} - \{F_e^{pr}\} - \{F_e^{nd}\} - \{F_e^b\})_m = 0,$$

где n – количество конечных элементов, дискретизирующих область; $[K_e]$ – матрица жесткости элемента;

$\{u_m\}$ – вектор узловых смещений элемента; $\{F_e^{th}\}$ – вектор температурной нагрузки; $\{F_e^{pr}\}$ – вектор давления элемента; $\{F_e^{nd}\}$ – вектор узловых сил элемента; $\{F_e^b\}$ – вектор объемных сил элемента.

Распределение смещений, деформаций и напряжений внутри каждого конечного элемента устанавливаются через узловые смещения:

$$\begin{aligned} \{u\} &= [N] \cdot \{u_m\}; \\ \{\varepsilon\} &= [B] \cdot \{u_m\}; \\ \{\sigma\} &= [D] \cdot \{\varepsilon^{el}\}, \end{aligned}$$

где $[N]$ – матрица функций формы; $[B]$ – матрица связи деформаций с узловыми смещениями; $[D]$ – матрица упругости; $\{\varepsilon^{el}\}$ – упругая деформация.

Построение геометрических моделей расчетных участков с компенсаторами проводилось при помощи специализированных конечных элементов типа «Pipe».

Для моделирования была выбрана балочная сетка конечных элементов размером 5 см. Плечам КБ в геометрических моделях было задано продольное перемещение, что выполняло функции продольно-подвижных опор. Так как КБ ограничиваются неподвижными опорами, в моделях применяли жесткую фиксацию торцов.

Расчет максимально допустимого (нормативного) напряжения для компенсатора проводили согласно [14]:

$$\sigma_{\text{компл}} \leq R_2 - (0,5 \cdot \sigma_{\text{ккл}} + \sigma_m),$$

где $\sigma_{\text{компл}}$ – напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, МПа; σ_m – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием попе-

речных и продольных нагрузок в расчетном сечении компенсатора, МПа; R_2 – сопротивление сжатию, МПа; $\sigma_{\text{ккл}}$ – кольцевые напряжения, МПа.

Оценку экономической эффективности участка НП с компенсаторами проводили исходя из затрат на материально-технические расходы, связанные со строительством линейной части длиной 132 км (за 132 км принимали участок нефтепровода по прямой линии без учета изменений, обусловленных геометрической формой КБ), и затрат на перекачку нефти с планируемой производительностью трубопровода $G=43$ млн т/год.

Определение суммарных потерь напора на трение проводили в соответствии с требованиями регламентирующих документов предприятия трубопроводного транспорта нефти [25]:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z + h_{\text{ск}},$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м; $h_{\text{мс}}$ – потери напора на преодоление местных сопротивлений, м; Δz – разность геодезических отметок, м; $h_{\text{ск}}$ – потери скоростного напора на расчетном участке.

После выбора оптимального варианта соответствующей конструкций КБ проводили сравнение потерь напора на трение, что послужило основой для оценки планируемой экономии потребления электроэнергии насосными агрегатами для обеспечения требуемого объема перекачки, согласно [26]:

$$N = \frac{G \cdot \Delta H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_s},$$

где G – объем перекачки, т/год; ΔH – разница потерь напора на трение между трубопроводами с разными компенсаторами; η_n – КПД насосов; η_s – КПД электродвигателей насосов.

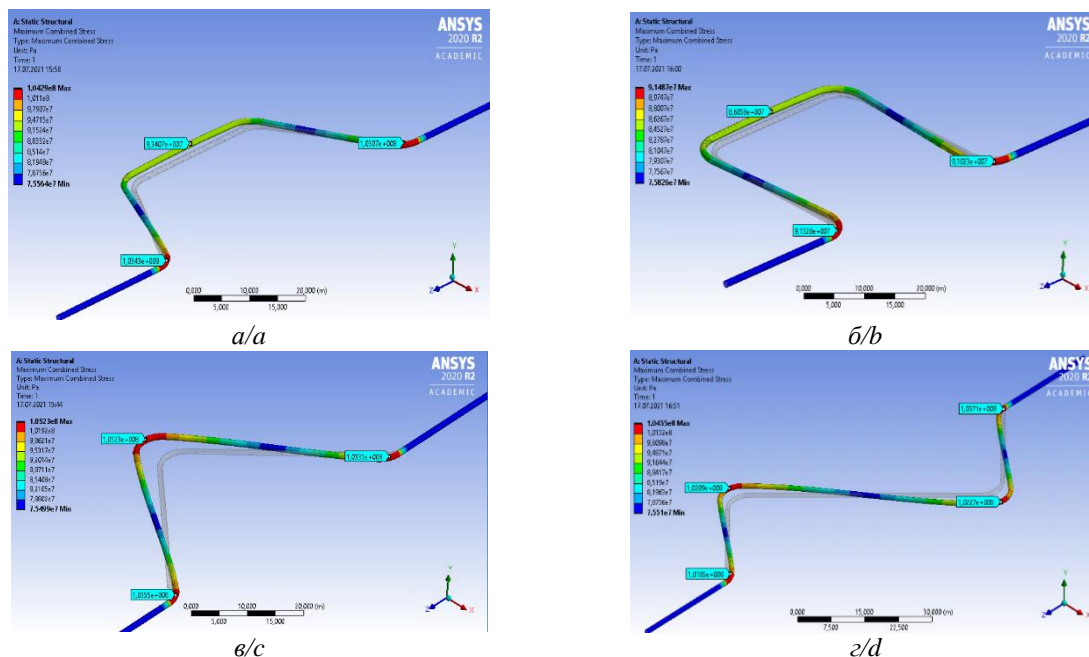


Рис. 3. Распределение максимальных напряжений КБ при температуре нефти 70 °С: трапецевидный (а); U-образный (б); дугообразный (в); S-образный (г)

Fig. 3. Distribution of maximal stresses of expansion joint at oil temperature 70°: tapered (a); U-shaped (b); arch-shaped (c); S-shaped (d)

Обсуждение полученных результатов

Результаты максимальных перемещений (E) и напряжений (σ) конструкций КБ под влиянием температуры перекачиваемого продукта (рис. 3) не превышают максимально допустимого значения $\sigma_{\text{комп}}=194,6$ МПа, о чем свидетельствуют данные, представленные в табл. 2.

Таблица 2. Влияние температуры перекачиваемой нефти на НДС компенсаторов

Table 2. Effect of pumped oil temperature on expansion joint VAT

Параметр напряженно-деформированного состояния Parameter of stress-deformed state	Конструкция компенсационного блока (КБ) Design of expansion joint			
	СКБ S-shaped	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
При температуре перекачиваемой среды 50 °С At the temperature of pumped medium 50 °С				
E , мм/мм	49,3	83,7	73,2	46,5
σ , МПа/МПа	105,7	99,5	98,8	88,5
При температуре перекачиваемой среды 55 °С At the temperature of pumped medium 55 °С				
E , мм/мм	52,3	88,8	77,6	49,4
σ , МПа/МПа	107,5	100,9	100,1	89,2
При температуре перекачиваемой среды 60 °С At the temperature of pumped medium 60 °С				
E , мм/мм	55,3	93,9	82,1	52,2
σ , МПа/МПа	109,3	102,3	101,5	89,9
При температуре перекачиваемой среды 65 °С At the temperature of pumped medium 65 °С				
E , мм/мм	58,2	98,9	86,5	55,1
σ , МПа/МПа	111,1	103,8	102,9	90,7
При температуре перекачиваемой среды 70 °С At the temperature of pumped medium 70 °С				
E , мм/мм	90,9	104,1	90,9	57,8
σ , МПа/МПа	104,3	105,2	104,3	91,5

Возникающие вследствие температурного расширения стенок трубопровода перемещения компенсаторов определяют размеры зазоров между боковыми упорами и основанием ложементов опоры, которые необходимы для обеспечения боковых перемещений конструкции (рис. 4).

Исходя из того, что геометрические формы компенсаторов могут иметь разные углы отводов, необходимо определить наилучший вариант в совокупности с длиной их плеч и наименьшими напряжениями, возникающими при воздействии перекачиваемой углеводородной среды на тело конструкции. Примененный метод инженерного анализа позволил установить минимальные значения σ в диапазоне углов отводов от 45° до 90° (табл. 3). При таком исполнении плечи компенсаторов имеют максимальные длины и могут компенсировать большие участки надземного трубопровода. Учитывая, что стандартные соединительные детали находятся в типоразмерном ряду (45°, 60°, 90°), заказ отводов с промежуточными значениями потребует от производителя корректировки технологического процесса изготовления и, как следствие, повышения конечной стоимости продукта.

Угол отвода ТКБ 60°. Для СКБ и ДКБ отводы при вершине и в местах примыкания плеч составляют 90° и 45°. Для ПКБ – только 90°.

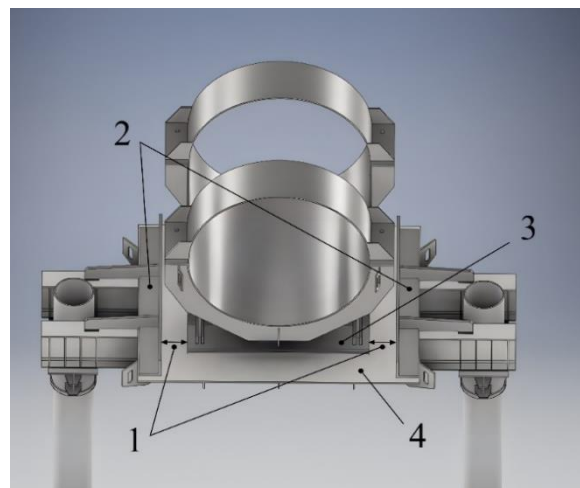


Рис. 4. Конструкция опоры компенсатора: 1 – боковые зазоры; 2 – боковые упоры; 3 – основание ложементов; 4 – стол-ростверк

Fig. 4. Design of expansion joint foot: 1 – back lash; 2 – side lay; 3 – support base; 4 – foundation frame

Таблица 3. Влияние углов отводов на напряжение компенсаторов

Table 3. Effect of bend angles on expansion joint pressure

Угол отвода, град. Bend angle, degrees	Максимальное напряжение (σ), МПа Maximum stress (σ), MPa			
	СКБ S-shaped	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
30	139,6	125,7	145,4	–
45	112,9	105,2	117,8	–
60	102,6	95,0	104,3	–
75	98,4	91,6	96,5	–
90	–	–	–	91,5

Длину плеч КБ выбирали с учетом допустимого напряжения, не превышающего максимального допустимого значения $\sigma_{\text{комп}}=194,6$ МПа. В результате расчетов получено, что для изготовления СКБ потребуется 7 трубных секций по 11,7 м каждая (всего 81,9 погонных метров трубопровода на одно изделие). Для ПКБ, ТКБ и ДКБ необходимо только по 6 трубных секций на каждую конструкцию (всего 70,2 погонных метров трубопровода на одну КБ), что указывает на меньшие капитальные затраты на металлоконструкции при сравнении с СКБ.

Исходя из изложенного выше отметим, что далее при проведении расчетов технологических параметров и объемов землепользования в работе были рассмотрены только те конструкции, при изготовлении которых потребуется меньше трубных секций, а именно ПКБ, ТКБ и ДКБ (табл. 4). Проведение дальнейших расчетов для СКБ не представлялось целесообразным.

За протяженность КБ (L^*) принимают фактическую длину конструкции, измеряемую по криволинейной траектории вдоль оси трубопровода. Длина КБ (L) определена прямолинейным участком, расположенным между неподвижными опорами, ограничивающими конструкцию компенсатора. Коэффициент k равен отношению L^*/L . Чем меньше коэффициент k ,

тем меньше металлоёмкость конструкции. Таким образом, для ДКБ удельная металлоёмкость характеризуется наименьшим значением – 415,44 т/км, в то время как для конструкций ТКБ и ПКБ ее значение составляет 420,03 и 431,76 т/км. Другими словами, металлоёмкость ДКБ меньше по отношению к ТКБ на 4,59 т/км и по отношению к ПКБ – на 16,32 т/км, соответственно.

Таблица 4. Расчет прямолинейного участка надземного трубопровода

Table 4. Calculation of aboveground linear section of oil pipeline

Технологические параметры надземного прямолинейного участка нефтепровода Technological parameters of the aboveground linear section of oil pipeline	Конструкция компенсационного блока Expansion joint design		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
Максимальное напряжение (σ), МПа Maximum stress (σ), MPa	194,3	194,5	194,1
Вылет КБ (H), м Overhang of expansion joint (H), m	27,8	25,4	33,6
Длина КБ (L), м Length of expansion joint (L), m	461,9	462,3	675,6
Протяженность КБ (L^*), м Extension of an expansion joint (L^*), m	484,0	489,4	734,0
Коэффициент k /Coefficient k	1,048	1,059	1,086
Площадь, занимаемая одним компенсатором (S), м ² Square of an expansion joint (S), m ²	773,4	1122,7	1129,0
Количество компенсаторов (n), шт. Number of expansion joints (n), pcs.	286,0	286,0	196,0
Суммарная площадь, занимаемая компенсаторами на участке 132 км, м ² Total square occupied by expansion joints in the site of 132 km, m ²	221192,0	321092,0	221284,0
Суммарное количество отводов, шт. Total number of bends, pcs.	858,0	1144,0	784,0
Суммарное количество секций, шт. Total number of sections, pcs.	11440,0	11440,0	11760,0
Общая протяженность участка НП с КБ, м Total length of pipeline section with expansion joint, m	138424,0	139968,0	143864,0
Удельная металлоёмкость, т/км Specific amount of metal, t/km	415,44	420,03	431,76

В пользу ДКБ свидетельствует и минимально занимаемая площадь в 221192 м² при общей протяженности надземного линейного участка нефтепровода с выбранными компенсационными блоками 138424 м. Это соотносится с меньшим воздействием трубопровода на грунт, что определяет экологические преимущества по отношению к другим техническим решениям.

Расчитанные капитальные затраты на металлоконструкции на трубные секции и на отводы в соот-

ветствии с методическими рекомендациями отдела капитального строительства АО «Транснефть-Западная Сибирь», из которых следует существенная экономия денежных средств при использовании ДКБ, представлены в табл. 5. Она составляет более 140 млн р. по отношению к другим вариантам.

Таблица 5. Капитальные затраты на металлоконструкции при реализации проектов

Table 5. Capital expenditures on metal structures in projects

Статья сметы (без НДС), млн р. Budget item (VAT excluded), mln. rub.	Конструкция компенсационного блока Design of expansion joint		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
Затраты на трубные секции Cost of pipe sections	4481,9	4481,9	4607,3
Затраты на отводы Cost of bends	445,4	586,6	558,4
Итого/Total	4927,3	5068,5	5165,7

Расчет суммарных потерь напора на местные сопротивления h_m и потерь напора по длине прямолинейного участка НП h_n проводили исходя из разницы в геодезических отметках по абсолютной высоте профиля трассы 100 м на 132 км при условии равномерного повышения по ходу движения углеводородной среды.

Результаты расчетов, представленные на рис. 5, свидетельствуют, что для конструкции ДКБ установлены следующие показатели $h_n=578,61$ м и $h_m=76,28$ м, что относительно ТКБ и ПКБ для h_n меньше на 6,45 и 22,74 %, для h_m меньше на 34,67 и 18,77 %, соответственно. Таким образом, полученные данные подтверждают, что конструкция ДКБ является более оптимальной.

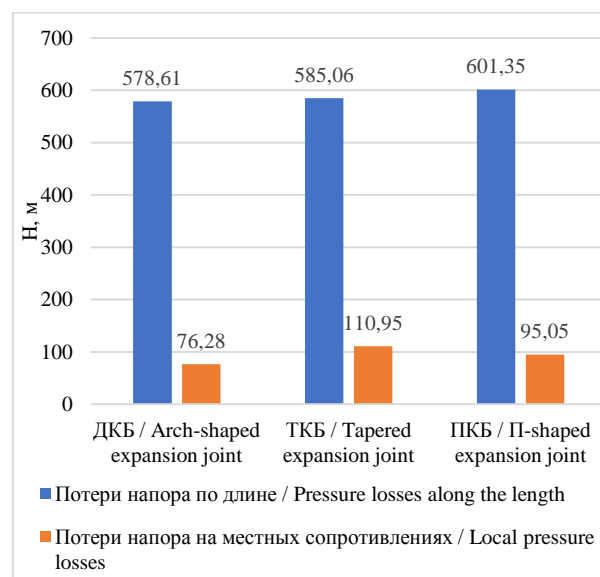


Рис. 5. Суммарные потери напора на трение надземного участка с разными конструкциями КБ

Fig. 5. Total pressure losses at friction of aboveground section with different parts of an expansion joint

Принимая планируемую годовую перекачку нефти $G=43$ млн т/год, мы считаем, что экономия потребления электроэнергии перекачивающими насосными агрегатами с частотно регулируемым приводом составит $N=6202,2$ МВт·ч/год, что эквивалентно 20,65 млн р./год при средней стоимости электроэнергии на транспорт нефти и нефтепродуктов по всем дочерним подразделениям компании 3,33 р./кВт, рассчитанной согласно данным годового ПАО «Транснефть» [27]. Однако, учитывая производственные, инфраструктурные, географо-климатические условия строительства надземного нефтепровода с предлагаемыми конструкторскими предложениями, данный тариф был увеличен более чем в 1,5 раза.

Проведенный сравнительный анализ экономической эффективности реализации проектов с разными конструкциями компенсационных блоков подтвердил выбор варианта с ДКБ (табл. 6), сделанный на основе расчета ключевых показателей, таких как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, простой и дисконтированный срок окупаемости, индекс доходности за 15-летний период, а также с учетом императива в ПАО «Транснефть» сочетания технологической и экономической эффективности [28]. При расчете капитальных вложений использовались данные табл. 5, а также были рассчитаны затраты на монтаж компенсационных блоков в соответствии с государственными элементными сметными нормами. Как видно из представленных расчетов, срок окупаемости всех представленных проектов составляет менее 4 лет. Так как минимальный срок службы нефтепровода 25 лет, то доходность проектов будет возрастать, а, следовательно, перспективность проекта с ДКБ будет усиливаться, в том числе за счет нижеуказанных факторов.

Таблица 6. Экономическая эффективность проектов

Table 6. Economic efficiency of projects

Показатели экономической эффективности Economic efficiency indicators	Конструкция компенсационного блока Design of expansion joint		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
ЧДД, млн р./NPV, mln rub.	8803,53	8552,64	9031,51
ВНД/IRR, %	48,03	46,43	47,42
Срок окупаемости (простой), лет Simple pay-back period, years	3,1	3,2	3,2
Срок окупаемости (дисконтированный), лет Discounted payback period, DPP, years	3,7	3,8	3,8
Индекс доходности, Profitability index PI	2,77	2,67	2,73

Факторы, которые определяют перспективность проекта с ДКБ, формируются исходя:

а) из приоритета повышения энергоэффективности и реализации потенциала энергосбережения, обозначенного в Энергетической стратегии России на период до 2035 года, как одной из ключевых стратегических задач [29], направленных на сохранение конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на мировом рынке;

- б) реализации политики декарбонизации, направленной на сдерживание роста глобального потепления в рамках 1,5 °С, а данная конструкция позволяет минимизировать площадное воздействие на криолитозону;
- в) снижения платы за землепользование вследствие уменьшения размеров отводимого участка земли под дислокацию нефтепровода за счет геометрической формы ДКБ;
- г) перспектив расширения энергообеспечения арктических регионов, в том числе за счет строительства автоматизированных гибридных энергоустановок в арктических зонах, одна из которых в качестве пилотного проекта построена в Верхоянском районе Республики Саха-Якутия, использующих дизельное топливо и солнечную энергию, что позволит снизить стоимость потребляемой электроэнергии, в том числе на объектах ПАО «Транснефть».

Заключение

Все исследованные конструкции компенсационных блоков обеспечивали требуемый уровень надежности по нормативному напряжению $\sigma=194,6$ МПа в соответствии с нормативно-технической документацией. При этом для сооружения геометрических форм ПКБ, ТКБ и ДКБ требовалось меньше трубных секций – 6 ед., по сравнению с S-образным компенсатором (7 ед.).

С учетом минимальной длины единичной конструкции ДКБ 461,9 м на сооружение 132 км (измеренного по прямой) надземного участка нефтепровода требуется 286 шт. Использование ПКБ длиной 675,6 м и ТКБ длиной 462,3 м предполагает установку 196 и 286 шт., соответственно. При этом общая минимальная протяженность сооружаемого участка, с учетом его криволинейности, составляет 138424 м для варианта с компенсационными блоками дугообразной формы, что на 3,8 и 1,1 % меньше по отношению к конструкциям ПКБ и ТКБ. Указанное позволяет снизить металлоемкость проекта при выборе конструктивного решения с конструкцией ДКБ на 4,59 и 16,32 т/км по отношению к ТКБ и ПКБ. Это, в свою очередь, приводит к экономии финансовых затрат на покупке трубных секций и отводов более чем на 140 млн р.

Оценка гидравлических потерь выбранного с ДКБ участка нефтепровода свидетельствует о вероятном снижении уровня потребления электрической энергии насосными агрегатами с частотно регулируемым приводом более чем на 20 млн р. при условии планируемой годовой перекачки продукции в объеме 43 млн т/год. Перспективная реализация предлагаемой конструкции ДКБ на участках магистрального нефтепровода, расположенного над землей, может внести существенный вклад в повышение энергетической эффективности транспортировки нефти.

Проведенная оценка экономической эффективности показала, что наибольшим чистым дисконтированным доходом обладает использование конструкции с ПКБ. Однако с учетом других показателей экономической эффективности конструкция с ДКБ явля-

ется более перспективной для реализации, в том числе вследствие необходимости решения стратегических задач в части повышения энергоэффективности

и защиты окружающей среды в арктической зоне, что особенно актуально в условиях реализуемой мировым сообществом политики углеродной нейтральности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кирсанова И.Ю. Оценка обеспеченности территории нефтепроводной и нефтепродуктопроводной инфраструктурой // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 652–659.
2. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – М.: Стандартинформ, 2017. – 208 с.
3. Программа инновационного развития ПАО «Транснефть» на 2022–2026 годы. Паспорт // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/development/innovations/> (дата обращения 17.02.2022).
4. Swarz R.S. The Trans-Alaska pipeline system: a systems engineering case study // Proceedings of the Seventh International Conference on Complex Systems Design & Management. – Paris: Springer Publ., 2016. – P. 17–27.
5. Garris N.A., Glukhova Z.R. Analysis of piping methods in permafrost soils // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 666. – № 4. – 042046.
6. Landscape and permafrost change in the Prudhoe Bay Oilfield, Alaska / D.A. Walker, M.K. Raynolds, M. Buchhorn, J.L. Peirce. – Fairbanks, AK: Alaska Geobotany Center AGC 14-01, University of Alaska Fairbanks, 2014. – 87 p.
7. Vegetation canopy and radiation controls on permafrost plateau evolution within the discontinuous permafrost zone, Northwest Territories, Canada / L. Chasmer, W. Quinton, C. Hopkinson, R. Petrone, P. Whittington // Permafrost and Periglacial Processes. – 2011. – V. 22. – № 3. – P. 199–213.
8. Снижение экологического воздействия на окружающую среду, перспектив и возможности декарбонизации производственной деятельности // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/investors/for-esg-investors/> (дата обращения 17.02.2022).
9. Trans Alaska pipeline system: environmental handbook. – Anchorage: Alyeska Pipeline Service Company, 2018. – 97 p.
10. Alyeska's 40-plus years of experience with heat pipes on the Trans-Alaska pipeline system / L. Mosley, J. Zarling, F. Wuttig, C. Schulz // Regional Conference on Permafrost and 19th International Conference on Cold Regions Engineering. – Reston, VA: American Society of Civil Engineers, 2021. – P. 327–338.
11. Pipeline systems – designing, construction, maintenance and asset management // Engineering Institute of Technology. 2012. URL: <https://www.eit.edu.au/resources/pipeline-systems-designing-construction-maintenance-and-asset-management/> (дата обращения 16.02.2022).
12. Способ термостабилизации грунтов оснований свайных фундаментов опор трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 2616029, заявл. 25.12.2015, опубл. 12.04.2017. Бюл. № 11. – 9 с.
13. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартинформ, 2015. – 89 с.
14. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2). – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 64 с.
15. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб.: Изд-во «Недра», 2006. – 824 с.
16. Онищенко А.О., Долганов В.А., Томарева И.А. Современные технологические решения строительства нефтепроводов в сейсмически опасных районах // Актуальные проблемы и перспективы развития строительного комплекса. – Волгоград: Институт архитектуры и строительства ВолГТУ, 2020. – С. 121–131.
17. Мальцев С.А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода Харьягинского нефтяного месторождения // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – № 1. – С. 31–39.
18. Besheryan Z.A., Kantemirov I.F. Modeling and assessment of the stress-strain state of above-ground pipelines at different types of compensation sections // E3S Web of Conferences. – 2021. – V. 266. – 01022.
19. Дугообразный компенсатор для трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 141422, заявл. 31.10.2013, опубл. 10.06.2014. Бюл. № 16. – 9 с.
20. S-образный компенсатор для трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 95059, заявл. 24.12.2009; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16. – 10 с.
21. Zitouni T.A., Labeled Z. Numerical study on dimensions and orientation effect of semi-elliptical cracks in PE100 pipelines // International Journal of Applied Mechanics and Engineering. – 2021. – V. 26. – № 3. – P. 198–207.
22. Development of a novel technique using finite element method to simulate creep in thermoplastic fiber reinforced polymer composite pipe structures / H. Ashrafizadeh, R. Schultz, B. Xu, P. Mertiny // Pressure Vessels and Piping Conference. – Las Vegas, American Society of Mechanical Engineers, 2020. – PVP2020-21529, V003T03A009.
23. Chen G., Wang F., Zhou C. Dynamic response analysis of large arch-roof oil tank subjected to the coupling impact of two-source blast waves based on finite element method // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2020. – V. 20. – № 1. – P. 333–347.
24. Residual strength of corroded subsea pipelines subject to combined internal pressure and bending moment / M.H. Mohd, B.J. Lee, Y. Cui, J.K. Paik // Ships and offshore Structures. – 2015. – V. 10. – № 5. – P. 554–564.
25. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: Транснефть, 2009. – 86 с.
26. АО «Транснефть – Западная Сибирь»: производственно-практическое издание / Д.С. Снегирев, В.В. Токарев, М.О. Мызников, Д.С. Паркина, Е.Р. Ишак. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2021. – 128 с.
27. Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2020 год // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/investors/219/> (дата обращения 17.02.2022).
28. ОР-03.100.00-КТН-144-19. Методика оценки экономической и технической (технологической) эффективности программы технического перевооружения и реконструкции объектов магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть». – М.: Транснефть, 2019. – 161 с.
29. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. Распор. Правительства РФ № 1523-р от 9 июня 2020 г. // Министерство энергетики РФ. 2020. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 17.02.2022).

Поступила 11.05.2022 г.

Информация об авторах

Чухарева Н.В., кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шарф И.В., доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Снигирев Д.С., кандидат технических наук, начальник технического отдела АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Шахметов И.Н., студент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.692.4.053

CHOICE OF OPTIMAL DESIGN OF EXPANSION JOINT IN CONSTRUCTION OF ABOVEGROUND LINEAR SECTION OF OIL PIPELINE

Natalya V. Chukhareva¹,
natasha@tpu.ru

Irina V. Sharf¹,
irina_sharf@mail.ru

Dmitry S. Snigerev²,
snigerdim@yandex.ru

Igor N. Shakhmetov¹,
ins13@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Transneft Western Siberia, JSC,
111, bldg. 1, Krasny Put street, Omsk, 644033, Russia.

The relevance of the research is conditioned by a decrease in specific amount of metal of aboveground linear section of heated oil transportation pipeline and reduction of its operational cost depending on the choice of expansion joint design.

Goal: to determine an optimal design of expansion joint of the pipeline aboveground linear section of oil pipeline taking into account the effect of temperature parameters of pumped medium under condition of saving productive resources.

Objects: hot oil pipeline, U-, S-shaped, tapered, ring expansion joints.

Methods: modelling of the aboveground pipeline section located in cryolitic zone using the method of finite element method integrated into ANSYS Workbench and comparative analysis of the functions obtained to choose the optimal engineering solution.

Results. Strength analysis of different designs of expansion units has shown that the maximum stress and displacements take place due to the changes in condition of oil pumping. The results of the data obtained were taken as a basis for choice of optimal geometric sizes of expansion joints taken into consideration in construction of the aboveground pipeline section of a given length. The technological parameters of linear section of oil pipeline portion were calculated with respect to occupied area that directly influencing the square of the research object. For different expansion joints there are various rates of hydraulic losses explained by energy expenditure of oil pumping operator. Comparative analysis of cost effectiveness allowed considering arch-shaped expansion joints as a perspective construction taking into account the strategic tasks of energy efficiency and environmental protection in the Arctic zone.

Key words:

Pipeline, heated pumping, aboveground section, expansion joint, stress-deformed state, specific amount of metal, hydraulic losses, energy expenditure, cost effectiveness.

REFERENCES

- Kirsanova I.Yu. Otsenka obespechennosti territorii nefteprovodnoy i nefteproduktoprovodnoy infrastrukturoy [Assessment of the territory's provision with oil pipeline and oil product pipeline infrastructure]. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, vol. 11, no. 6, pp. 652–659.
- SP 284.1325800.2016. *Truboprovody promyslovye dlya nefi i gaza. Pravila proektirovaniya i proizvodstva rabot* [Code of Practice 284.1325800.2016. Field pipelines for oil and gas. Rules for the design and production of works]. Moscow, Standardinform Publ., 2017. 208 p.
- Programma innovatsionnogo razvitiya PAO «Transneft» na 2022–2026 gody. Pasport [Innovative development program of Transneft for 2022–2026. The passport]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/development/innovations/> (accessed 17 February 2022).
- Swarz R.S. The Trans-Alaska pipeline system: a systems engineering case study. *Proceedings of the Seventh International Conference on Complex Systems Design & Management*. Paris, Springer Publ., 2016. pp. 17–27.
- Garris N.A., Glukhova Z.R. Analysis of piping methods in permafrost soils. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 666, no. 4, 042046.
- Walker D.A., Reynolds M.K., Buchhorn M., Peirce J.L. *Landscape and permafrost change in the Prudhoe Bay Oilfield, Alaska*. Fairbanks, AK, Alaska Geobotany Center AGC 14-01, University of Alaska Fairbanks, 2014. 87 p.
- Chasmer L., Quinton W., Hopkinson C., Petrone R., Whittington P. Vegetation canopy and radiation controls on permafrost plateau evolution within the discontinuous permafrost zone, Northwest Territories, Canada. *Permafrost and Periglacial Processes*, 2011, vol. 22, no. 3, pp. 199–213.
- Snizhenie ekologicheskogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu, perspektivy i vozmozhnosti dekarbonizatsii proizvodstvennoy deyatelnosti [Reducing the environmental impact on the environment, prospects and opportunities for decarbonization of production activities]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/investors/for-esg-investors/> (accessed 17 February 2022).
- Trans Alaska pipeline system: environmental handbook*. Anchorage, Alyeska Pipeline Service Company, 2018. 97 p.
- Mosley L., Zarlign J., Wuttig F., Schulz C. Alyeska's 40-plus years of experience with heat pipes on the Trans-Alaska pipeline system. *Regional Conference on Permafrost and 19th International Conference on Cold Regions Engineering*. Reston, VA, American Society of Civil Engineers, 2021. pp. 327–338.
- Pipeline systems – designing, construction, maintenance and asset management. *Engineering Institute of Technology*. 2012. Available at: <https://www.eit.edu.au/resources/pipeline-systems-designing-construction-maintenance-and-asset-management/> (accessed 16 February 2022).
- Revel-Muroz P.A., Lisin Yu.V., Surikov V.I., Tataurov S.B. *Sposob termostabilizatsii gruntov osnovaniy svaynykh fundamentov opor truboprovoda* [Method for thermal stabilization of

- foundation soils of pile foundations of pipeline supports]. Patent RF, no. 2616029, 2017.
13. GOST R 55990-2014. *Mestorozhdeniya neftyanye i gazonefityanye. Promyslovye truboprovody. Normy proektirovaniya* [State Standard 55990-2014. Oil and gas fields. Field pipelines. Design standards]. Moscow, StandardInform Publ., 2015. 89 p.
 14. SP 36.13330.2012. *Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP 2.05.06-85 (s Izmeneniyami № 1, 2)* [Code of Practice 36.13330.2012. Main pipelines. Updated edition of building codes and regulations 2.05.06-85 (with Amendments no. 1, 2)]. Moscow, Gosstroy Publ., 2013. 64 p.
 15. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentev A.E. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2006. 824 p.
 16. Onishchenko A.O., Dolganov V.A., Tomareva I.A. *Sovremennye tehnologicheskie resheniya stroitelstva nefteprovodov v seismicheski opasnykh rayonakh* [Modern technological solutions for the construction of oil pipelines in seismically hazardous areas]. *Aktualnye problemy i perspektivy razvitiya stroitel'nogo kompleksa* [Actual problems and prospects for the development of the construction complex]. Volgograd, Volgograd State Technical University Publ., 2020. pp. 121–131.
 17. Maltsev S.A. Analysis of structural solutions of compensators of overground oil pipelines in areas of high temperature gradient on the example of oil pipeline of Kharyaga oil field. *Housing and utilities infrastructure*, 2020, no. 1, pp. 31–39. In Rus.
 18. Besheryan Z.A., Kantemirov I.F. Modeling and assessment of the stress-strain state of above-ground pipelines at different types of compensation sections. *E3S Web of Conferences*, 2021, vol. 266, 01022.
 19. Mustafin F.M., Shammazov A.M., Kutsenko K.V. *Dugoobrazny kompensator dlya truboprovoda* [Arc-shaped expansion joint for pipeline]. Patent RF, no. 141422, 2014.
 20. Shammazov A.M., Mustafin F.M., Ahmetov F.Sh., Gaskarov A.I., Nafiev R.Kh., Veselov D.N., Spektor Yu.I., Khasanov R.R. *S-obrazny kompensator dlya truboprovoda* [S-shaped expansion joint for pipeline]. Patent RF, no. 95059, 2010.
 21. Zitouni T.A., Labeid Z. Numerical study on dimensions and orientation effect of semi-elliptical cracks in PE100 pipelines. *International Journal of Applied Mechanics and Engineering*, 2021, vol. 26, no. 3, pp. 198–207.
 22. Ashrafizadeh H., Schultz R., Xu B., Mertiny P. Development of a novel technique using finite element method to simulate creep in thermoplastic fiber reinforced polymer composite pipe structures. *Pressure Vessels and Piping Conference*. Las Vegas, American Society of Mechanical Engineers, 2020. PVP2020-21529, V003T03A009.
 23. Chen G., Wang F., Zhou C. Dynamic response analysis of large arch-roof oil tank subjected to the coupling impact of two-source blast waves based on finite element method. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 333–347.
 24. Mohd M.H., Lee B.J., Cui Y., Paik J.K. Residual strength of corroded subsea pipelines subject to combined internal pressure and bending moment. *Ships and offshore Structures*, 2015, vol. 10, no. 5, pp. 554–564.
 25. RD-75.180.00-KTN-198-09. *Unifitsirovannyye tehnologicheskie raschety obektov magistralnykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov* [Guidance document 75.180.00-KTN-198-09. Unified technological calculations of objects of main oil pipelines and oil product pipelines]. Moscow, Transneft Publ., 2009. 86 p.
 26. Snegirev D.S., Tokarev V.V., Myznikov M.O., Parkina D.S., Ishkhak E.R. *AO «Transneft – Zapadnaya Sibir»: proizvodstvenno-prakticheskoe izdanie* [JSC «Transneft – Western Siberia»: production and practical publication]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2021. 128 p.
 27. Godovoy otchet PAO «Transneft» za 2020 god [Transneft Annual Report for 2020]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/investors/219/> (accessed 17 February 2022).
 28. OR-03.100.00-KTN-144-19. *Metodika otsenki ekonomicheskoy i tekhnicheskoy (tehnologicheskoy) effektivnosti programmy tekhnicheskogo perevooruzheniya i rekonstruktsii obektov magistralnykh truboprovodov PAO «Transneft»* [Guidance document 03.100.00-KTN-144-19. Methodology for assessing the economic and technical (technological) efficiency of the program for the technical re-equipment and reconstruction of Transneft trunk pipeline facilities]. Moscow, Transneft Publ., 2019. 161 p.
 29. *Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda. Utverzhdena Rasporyazheniem Pravitelstva RF № 1523-r ot 9 iyunya 2020 g.* [Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Approved by Decree of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated June 9, 2020]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (accessed 17 February 2022).

Received: 11 May 2022.

Information about the authors

Natalya V. Chukhareva, Cand. Sc., assistant professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina V. Sharf, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Dmitry S. Snigerev, Cand. Sc, head of engineering department, Transneft Western Siberia.

Igor N. Shakhmetov, student, National Research Tomsk Polytechnic University.