

Научная статья / Original research article
УДК 621.644
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-126-136
EDN: QOZAMO



**Разработка алгоритма определения напряженно-деформированного
состояния криволинейных участков нефтегазопроводов
из многослойных полипропиленовых армированных труб**

А. А. Толмачев

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
chuga92@gmail.com*

Аннотация. Трубы из полимерных, агрессивно-стойких материалов имеют ряд преимуществ в сравнении со стальными трубами. В последние годы такие трубы все чаще применяются при строительстве промышленных трубопроводов различного назначения. Промысловые нефтегазопроводы представляют собой сложные и дорогостоящие сооружения, поэтому проблема обеспечения их конструктивной надежности при сооружении с использованием прогрессивных технологий и дальнейшей эксплуатации имеет важное народнохозяйственное значение. При транспортировке углеводородов по промышленным трубопроводам из многослойных полипропиленовых армированных труб необходимо учитывать напряжения, которые могут возникать в трубах при их изгибе и вследствие температурных перепадов. Для обоснования выбора радиуса изгиба, при котором обеспечиваются требуемые прочностные характеристики многослойных полипропиленовых армированных труб, авторы решили задачу допустимых радиусов изгибов и разработали алгоритм определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб. Эта задача приобретает особую актуальность, поскольку внедрение данного алгоритма в системы объектно-ориентированного визуального программирования позволит при накоплении достаточных баз данных и паспортизации трубопроводных объектов создавать программы на основе процедурных языков программирования со сложным графическим интерфейсом.

Ключевые слова: алгоритм, радиус изгиба, упруго-пластические деформации, нефтегазопроводы, промышленные трубопроводы, многослойные полипропиленовые армированные трубы

Для цитирования: Толмачев, А. А. Разработка алгоритма определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб / А. А. Толмачев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-126-136 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 126–136. – EDN: QOZAMO

**Development of an algorithm for determining the stress-strain state
of curved sections of oil and gas pipelines made of multilayer reinforced
polypropylene pipes**

Artem A. Tolmachev

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
chuga92@gmail.com*

Abstract. Pipes made from polymeric, corrosion-resistant materials offer variety of advantage over traditional steel pipes. In recent years, these pipes have become increasingly common in the construction of field pipelines of different purpose. Given that these pipelines represent complex and costly infrastructure systems, the problem of ensuring their structural reliability— both during the use of advanced technologies and throughout their further operation – has a critical national-economic importance. When transporting hydrocarbons through field pipelines made of multilayer polypropylene reinforced pipes, it is essential to account for stresses induced by pipe bending and temperature drops. To properly select a bending radius that meets the required strength properties of multilayer reinforced polypropylene pipes, the authors addressed the problem of determining allowable bending radii. Additionally, the authors an algorithm developed an algorithm to assess the stress-strain state of curved sections of pipelines made from multilayer reinforced polypropylene. This work is of particular relevance. This is due to the fact that implementing the algorithm into object-oriented visual programming systems – during accumulation of sufficient databases and pipeline facilities passportization – will be possible to create software with advanced graphical interfaces using procedural programming languages.

Keywords: algorithm, bending radius, elastic-plastic deformations, oil and gas pipelines, field pipelines, multilayer polypropylene reinforced pipes

For citation: Tolmachev, A. A. (2025). Development of an algorithm for determining the stress-strain state of curved sections of oil and gas pipelines made of multilayer reinforced polypropylene pipes. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 126-136. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-126-136

Введение

В ранее опубликованных работах авторами приводились возможные конструкции полимерных армированных труб, использование которых позволило бы сооружать промысловые трубопроводы, предназначенные для транспортировки углеводородов, в том числе в районах Крайнего Севера [1– 3]. Как следствие, в адрес Федеральной службы по интеллектуальной собственности Российской Федерации (Роспатент) была направлена заявка на регистрацию патента на изобретение «Многослойная полипропиленовая армированная труба» [4].

Полимерные армированные трубы и, в частности, многослойные полипропиленовые армированные трубы (МПАТ) имеют ряд преимуществ перед стальными трубами [5, 6]:

- возможность эксплуатации свыше 50 лет;
- высокие прочностные характеристики за счет применения армирующего слоя, что позволяет работать с высоконапорными средами и высоким внутритручным давлением;
- вариабельность конструкционных решений: возможность создания конструкций с повышенными теплоизоляционными свойствами или с использованием электрообогревающих кабелей, вшитых во внутренние слои полимера;
- стойкость к агрессивным и абразивным средам.

Данные о механических и прочностных характеристиках МПАТ, полученные в результате экспериментальных исследований на оборудовании,

прошедшем аттестационную проверку, а также сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований МПАТ с физико-механическими характеристиками полимерных армированных труб серийного производства и стальными трубами схожего сортамента позволяют утверждать, что использование МПАТ для сооружения нефтегазопроводов в районах Крайнего Севера, которые характеризуются экстремальными отрицательными температурами, возможно. В качестве примера в таблице 1 представлены результаты испытаний образцов МПАТ на одноосное растяжение с помощью разрывной машины с низкотемпературной камерой.

Таблица 1

Результаты испытаний на растяжение образцов МПАТ

$T, ^\circ\text{C}$	Группа образцов МПАТ	$\sigma_{cp}, \text{МПа}$	$\varepsilon_{Tep}, \%$	$\varepsilon_{pcp}, \%$	$E_{cp}, \text{МПа}$
+20	1	17,6	11,4	59,4	718,3
0	2	24,1	8,2	32,5	968,3
-15	3	30,7	7,1	25,5	1263,5
-30	4	35,6	5,9	23,5	1355,5
-45	5	40,2	5,7	21,4	1527,4
-60	6	46,4	5,2	15,9	1689,7

T — температура испытания, $^\circ\text{C}$; σ_{cp} — среднее значение максимальной прочности при растяжении, МПа; ε_{Tep} — среднее значение относительного удлинения при максимальной нагрузке, %; ε_{pcp} — среднее значение относительного удлинения при разрушении образца-лопатки, %; E_{cp} — среднее значение модуля упругости, МПа.

Несмотря на это, производство МПАТ на сегодняшний день не вышло из стадии опытно-промышленных разработок.

Для доказательства применимости МПАТ и адекватности их использования при сооружении линейных объектов в условиях Крайнего Севера была разработана математическая модель напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода из МПАТ [7]. Особенность данной математической модели заключается в том, что она учитывает нелинейное поведение МПАТ при упруго-пластических деформациях при различных температурах окружающего воздуха.

Следующим этапом доказательства применимости и адекватности использования МПАТ при сооружении линейных объектов в условиях Крайнего Севера станет решение задачи допустимых радиусов изгибов, то есть обоснование выбора радиуса изгиба МПАТ, при котором сохраняются требуемые прочностные характеристики трубопровода.

Определение допустимых радиусов изгиба МПАТ при изменении температуры

Для обоснования выбора радиуса изгиба, при котором обеспечиваются требуемые прочностные характеристики МПАТ, необходимо решение задачи допустимых радиусов изгиба [8, 9]. Чтобы характеризовать напряжения, которые возникают при изгибе МПАТ различного диаметра при различных температурах окружающей среды, была предложена функция

$$\sigma = f(R, D), \quad (1)$$

где σ — напряжение, возникающее в трубах, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

Для получения эмпирических зависимостей напряжений от диаметра МПАТ и от радиуса криволинейного участка трубопровода при различных температурах окружающей среды необходимо использовать программное обеспечение из класса систем автоматизированного проектирования, с ориентацией на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальными данными [10, 11]. В данном случае для аппроксимации функции (1) был выбран программный комплекс MathCAD, использующийся для численного решения математических задач прикладного характера.

В результате аналитических вычислений MathCAD были получены графические зависимости напряжений от диаметра МПАТ и от радиуса криволинейного участка трубопровода в диапазоне температур от +20 °С до –60 °С. В качестве примера на рисунке 1 представлены зависимости напряжений в стенке от диаметра трубы и от радиуса изгиба при температурах +20 °С и –15 °С соответственно.

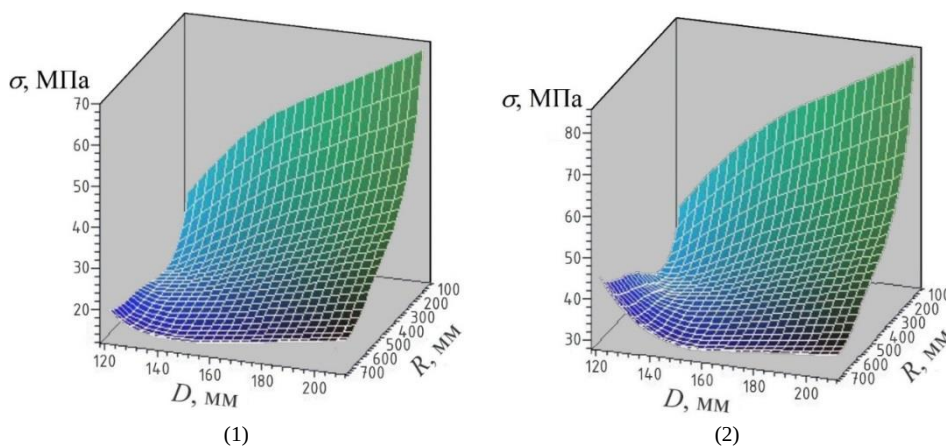


Рис. 1. Зависимость напряжений от диаметра трубы и от радиуса изгиба трубы при температуре +20 °С (1) и –15 °С (2):

σ — напряжение, возникающее в трубе, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм;
 D — внешний диаметр трубы, мм

Аппроксимация функции (1) в программном комплексе MathCAD проводилась методом наименьших квадратов, то есть вычислялся вектор

коэффициентов регрессионного полинома i -го порядка. Графические зависимости напряжений от диаметра трубы и от радиуса криволинейного участка трубопровода из МПАТ при температурах $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, которые представлены на рисунках 1 и 2, описываются следующими полиномами:

$$\sigma_{20} = (10^{-9} \cdot R^4) - (1,2 \cdot 10^{-9} \cdot R^3 \cdot D) - (2,0 \cdot 10^{-7} \cdot R \cdot D^3) - (1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R^2 \cdot D^2) - (3,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^4) - (1,8 \cdot 10^{-6} \cdot R^3) + (4,0 \cdot 10^{-6} \cdot R^2 \cdot D) + (5,8 \cdot 10^{-5} \cdot R \cdot D^2) + (8,0 \cdot 10^{-4} \cdot D^3) + (1,2 \cdot 10^{-3} \cdot R^2) - (6,4 \cdot 10^{-3} \cdot R \cdot D) - (0,1 \cdot D^2) - (0,2 \cdot R) + (3,5 \cdot D) + 0,2 \quad (2)$$

где σ_{20} — напряжение, возникающее в трубе при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

$$\sigma_{15} = (9,1 \cdot 10^{-10} \cdot R^4) - (1,1 \cdot 10^{-9} \cdot R^3 \cdot D) - (2,6 \cdot 10^{-7} \cdot R \cdot D^3) - (1,7 \cdot 10^{-8} \cdot R^2 \cdot D^2) - (5,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^4) - (1,7 \cdot 10^{-6} \cdot R^3) + (4,2 \cdot 10^{-6} \cdot R^2 \cdot D) + (7,4 \cdot 10^{-5} \cdot R \cdot D^2) + (1,2 \cdot 10^{-3} \cdot D^3) + (1,1 \cdot 10^{-3} \cdot R^2) - (7,6 \cdot 10^{-3} \cdot R \cdot D) - (0,1 \cdot D^2) - (0,2 \cdot R) + (4,5 \cdot D) + 0,3, \quad (3)$$

где σ_{15} — напряжение, возникающее в трубе при $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

Сравнительный анализ расчетов, полученных с использованием программного комплекса MathCAD, с расчетами, полученными с использованием математической модели напряженно-деформированного состояния промышленных трубопроводов из МПАТ, показал, что относительная погрешность расчетов с использованием MathCAD составляет не более 13 %. Также в результате анализа аппроксимированных поверхностей было выявлено, что при снижении температуры окружающей среды напряжения, возникающие в трубопроводе из МПАТ при его изгибе на криволинейном участке, увеличиваются.

Ввиду того, что использование полиномов при инженерных расчетах сопряжено с дополнительными трудозатратами [12, 13], был предложен упрощенный метод выбора радиуса изгиба в зависимости от диаметра МПАТ для экспресс-анализа.

Определяя значения допустимых радиусов изгиба МПАТ, необходимо исходить из условия, что напряжения, возникающие в стенке трубы, не должны превышать предела текучести материала МПАТ [14–16]. Значения предела текучести материала МПАТ в интервале температур от $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно рассчитать, руководствуясь следующими выражениями:

$$E_t = E_t \cdot (-0,6 \cdot (T_t/T_t) + 1,6), \quad (4)$$

$$\sigma_t = \sigma_t \cdot (-0,3 \cdot (T_t/T_t) + 1,3), \quad (5)$$

$$b_t = 0,5 \cdot b_t \cdot (3 - (T_t/T_t)), \quad (6)$$

где E_t — мгновенный модуль упругости материала с учетом температуры, МПа; E_t — мгновенный модуль упругости материала при заданной температуре, МПа; b_t — коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры, МПа⁻²; b_t — коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации при заданной температуре, МПа⁻²; T_t — температура окружающего воздуха, °C; T_t — заданная температура, °C; σ_t — предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа; σ_t — предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа.

Используя для расчетов уравнения (4) – (6) и данные о механических и прочностных характеристиках МПАТ в диапазоне температур от +20 °C до –60 °C, которые были получены в результате экспериментальных исследований, можно получить допустимые радиусы изгиба для труб из МПАТ всех диаметров. Для примера в таблице 2 отображены результаты расчетов допустимых радиусов изгиба МПАТ при заданных температурах окружающей среды +20 °C и –15 °C соответственно.

Таблица 2

Допустимые радиусы изгиба криволинейного участка трубопровода МПАТ различного диаметра при температурах окружающей среды +20 °C и –15 °C

D , мм	R_{20} , мм	R_{-15} , мм
108	694	776
159	1022	1142
273	1754	1961
315	2024	2262
325	2088	2334

D — внешний диаметр трубы, мм; R_{20} — допустимый радиус изгиба МПАТ при +20 °C; R_{-15} — допустимый радиус изгиба МПАТ при –15 °C.

Алгоритм определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из МПАТ

После решения задачи по определению допустимых радиусов изгиба для криволинейных участков трубопроводов из МПАТ был составлен алгоритм. Алгоритм составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений и соответствующих граничных условий. Суть алгоритма заключается в выявлении недопустимых радиусов изгиба для участков трубопроводов из МПАТ с учетом их работы в зоне упруго-пластических деформаций. В качестве примера на рисунке 2 продемонстрирован алгоритм в виде блок-схемы.

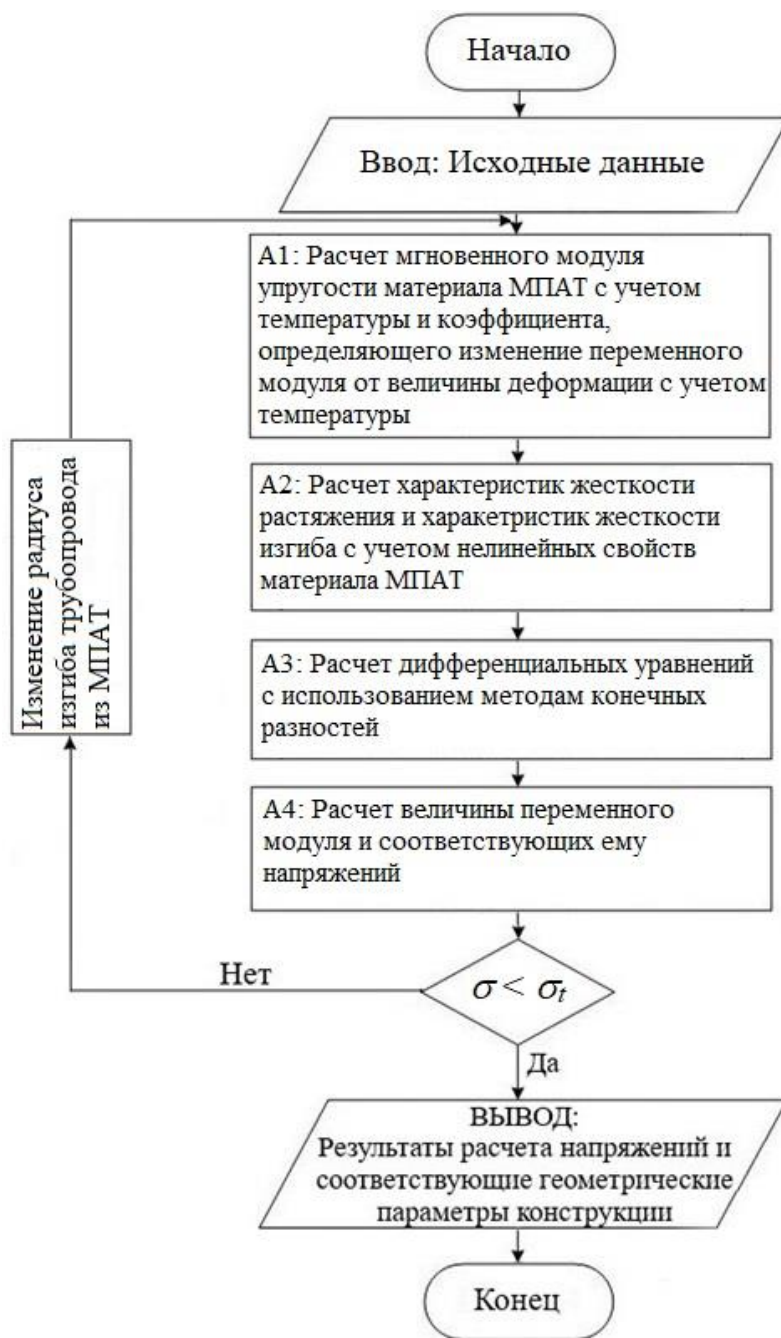


Рис. 2. Блок-схема расчета трубопровода из МПАТ с учетом его работы в зоне упруго-пластических деформаций

На этапе А1 через решение уравнений определяются значения мгновенного модуля упругости материала МПАТ с учетом температуры и коэффициента, определяющего изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры. Задаются температура окружающей

среды, радиус изгиба криволинейного участка МПАТ, толщина стенки трубы, распределенная внешняя нагрузка, перерезывающая сила, изменение формы поперечного сечения при изгибе, поворот сечения МПАТ относительно оси трубы и поворот сечения МПАТ вокруг центра кривизны.

На этапе А2 через решение уравнений определяются характеристики жесткости растяжения и жесткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала МПАТ, задаются граничные условия.

На этапе А3 решается система дифференциальных уравнений. Выраженные в алгебраической форме дифференциальные уравнения сводятся в матрицы, чтобы определить неизвестные методом конечных разностей.

На этапе А4 определяется величина переменного модуля и соответствующих ему напряжений. После получения расчетных величин напряжений, возникающих в МПАТ, их необходимо проверить на сходимость с условием: если напряжения, возникающие в МПАТ, меньше предела текучести материала МПАТ при заданной температуре, то выполняется условие для допустимых радиусов изгиба для МПАТ. В случае, когда напряжения, возникающие в МПАТ, превышают предел текучести ее материала, необходимо уменьшить радиус изгиба трубы.

После происходит вывод данных результатов расчета напряжений и соответствующих им геометрических параметров конструкции.

Алгоритм составлен для математической модели напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода из МПАТ.

Выводы

Программа для ЭВМ, составленная по данному алгоритму расчета на прочность, легко реализуется при использовании стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера. Эта программа может интегрироваться в существующие системы АСУ ТП профильных предприятий. При паспортизации трубопроводных объектов и их цифровизации (использовании технологии информационного моделирования), а также при накоплении достаточной базы данных обо всех случаях возникновения недопустимых упруго-пластических деформаций на участках трубопроводов из МПАТ возможна реализация сложного программного комплекса с использованием искусственного интеллекта. Реализация данного программного комплекса позволит автоматизировать расчеты напряженно-деформированного состояния полимерных армированных трубопроводов, проложенных надземным способом, при экстремально низких температурах.

Список источников

1. Толмачев, А. А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли / А. А. Толмачев, В. А. Иванов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6 (138). – С. 132–139.

2. Толмачев, А. А. К вопросу о применении труб термопластовых армированных для сооружения нефтегазопроводов в Арктике / А. А. Толмачев, В. А. Иванов, Т. Г. Пономарева. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4(142). – С. 8–99.
3. Толмачев, А. А. Применение полипропиленовых утепленных армированных труб для сооружения нефтепроводов в Арктике / А. А. Толмачев, В. А. Иванов, А. В. Майер DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-46-51. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 4(130). – С. 46–51.
4. Патент № 2793376 C1 Российская Федерация, МПК F16L 9/12. Многослойная полипропиленовая армированная труба: № 2022130670: заявл. 24.11.2022; опубл. 31.03.2023 / В. А. Иванов, А. А. Толмачев; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет». – Текст : непосредственный.
5. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А. К. Ращепкин, Е. В. Салагаева, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – С. 8.
6. Энергоресурсосберегающие трубопроводы из полимерных материалов / Д. А. Виноградов, М. М. Фаттахов, А. К. Ращепкин [и др.] – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2006. – Т. 13, № 4. – С. 74–75.
7. Толмачев, А. А. Разработка математической модели напряженно-деформированного состояния многослойной полипропиленовой армированной трубы / А. А. Толмачев, А. А. Толмачев – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 1(43). – С. 36–42.
8. Серебренников, А. А. Влияние отрицательных температур на состояние полиэтиленовых труб при изгибе / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров, В. В. Конев. – Текст : непосредственный // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 4(38). – С. 115.
9. Серебренников, А. А. Определение допустимых радиусов изгиба труб из полиэтилена ПЭ80 в зависимости от температурного фактора / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 2(62). – С. 42–44.
10. Насибуллаев, И. Ш. Использование свободных программ для обработки и визуализации результатов научных исследований / И. Ш. Насибуллаев. – DOI 10.21662/mfs2021.2.009. – Текст : непосредственный // Многофазные системы. – 2021. – Т. 16, № 2. – С. 58–71.
11. Алгоритм расчета армированных металлополимерных труб на прочность с использованием эквивалентной двухслойной модели / А. А. Синюгин, С. Б. Коньгин, В. Б. Опарин – Текст: непосредственный // Территория «Нефтегаз». – 2021. – № 1-2. – С. 84–90.
12. Джагаров, Ю. А. Программный модуль для расчета аппроксимирующих полиномов по методу наименьших квадратов / Ю. А. Джагаров. – Текст : непосредственный // Программные продукты и системы. – 2005. – № 3. – С. 46–48.
13. Селютин, А. Д. Аппроксимация полиномов n степени методом наименьших квадратов / А. Д. Селютин. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 16(202). – С. 91–96.
14. Лавров, И. Г. Уточнение математической модели напряженного состояния полиэтиленовых труб для расчета при различных температурах / И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2007. – № 1. – С. 44–45.

15. Серебренников, А. А. Прокладка полиэтиленовых трубопроводов с учетом температурных воздействий / А. А. Серебренников, Д. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2023. – 174 с. – Текст: непосредственный.

16. Якубовская, С. В. Математическая модель напряженно-деформированного состояния гибких полиэтиленовых труб / С. В. Якубовская, Д. А. Серебренников. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 6(42). – С. 37–42.

References

1. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A. (2019). Prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes in the oil and gas industry. *Oil and Gas Studies*, (6), pp.132-139. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139.
2. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A., & Ponomareva, T. G. (2020). To the issue of application of thermoplastic reinforced pipes for the construction of oil and gas pipelines in the Arctic. *Oil and Gas Studies*, 4(142), pp. 88-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99.
3. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A., & Majer, A. V. (2022). Use of polypropylene insulated reinforced pipes for oil pipelines construction in the Arctic. *Equipment and technologies for oil and gas complex*. 4(130), pp. 46-51. (In Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-46-51
4. Ivanov, V. A. & A. A. Tolmachev. Patent No. 2793376 C1 Rossijskaya Federaciya, MPK F16L 9/12. Mnogoslojnaya polipropilenovaya armirovannaya truba. No. 2022130670. Applied: 24.11.2022. Published: 31.03.2023. (In Russian).
5. Rashchepkin, A. K., Salagaeva, E. V., Cherkasov, N. M., & Gladkih, I. F. (2005). *Novye otechestvennye tekhnologii pri izgotovlenii i montazhe truboprovodnyh sistem neftegazovoj infrastruktury iz kombinirovannyh trub na osnove termoplastov*. *Neftegazovoe delo*, (2), p. 8. (In Russian).
6. Vinogradov, D. A., Fattakhov, M. M., Ratshepkin, A. K., Sergeev, S. M., & Glukhova, O. V. (2006). Polymeric energy and resource-saving pipelines. *Bashkirskij himicheskij zhurnal*, 13(4), pp. 74-75. (In Russian).
7. Tolmachev A. A., & Tolmachev A. A. (2024). Development of a mathematical model of the stress-strain state of a multilayer polypropylene reinforced pipe. *Scientific journal of russian gas society*, 1(43), pp. 36-42. (In Russian).
8. Serebrennikov, A. A., Lavrov, I. G., & Konev V. V. (2015). The impact of negative temperatures on the condition of polyethylene pipes in bending. *Engineering journal of Don*, 4(38), p. 115. (In Russian).
9. Serebrennikov, A. A. & Lavrov, I. G. (2007). Determination of permissible radii of polyethylene pipes bend depending on the temperature factor. *Oil and Gas Studies*, 2(62), pp. 42-44. (In Russian).
10. Nasibullaev, I. Sh. (2021). Application of free software for processing and visualization of scientific research results. *Multiphase systems*, 16(2), pp. 58-71. (In Russian). DOI: 10.21662/mfs2021.2.009
11. Sinyugin, A. A., Konygin, S. B., & Oparin, V. B. (2021). Algorithm for Strength Calculation of Reinforced Metal-Polymer Pipes Using an Equivalent Two-Layer Model. *Territoriya "Neftegaz"*, (1-2), pp. 84-90. (In Russian).
12. Dzhagarov, Yu. A. (2005). *Programmnyj modul' dlya rascheta approksimiruyushchih polinomov po metodu naimen'shikh kvadratov*. *Programmnye produkty i sistemy*, (3), p. 46-48. (In Russian).
13. Selyutin, A. D. (2018). *Approksimaciya polinomov n stepeni metodom naimen'shikh kvadratov*. *Molodoj uchenyj*, 16(202), pp. 91-96. (In Russian).

14. Lavrov, I. G. (2007). Utochnenie matematicheskoy modeli napryazhen-nogo sostoyaniya polietilenovyh trub dlya rascheta pri razlichnyh temperaturah. Funda-mental'nye issledovaniya. – 2007, (1), pp. 44-45. (In Russian).
15. Serebrennikov, A. A., Serebrennikov, D. A. & Lavrov, I. G. (2023). Prokladka polietilenovyh truboprovodov s uchetom temperaturnyh vozdeystvij. Tyumen : Tyumenskij industrial'nyj universitet, p. 174. (In Russian).
16. Jakubovskaja, S. V., & Serebrennikov, D. A. (2003). Matematicheskaja model' naprjazhenno-deformirovannogo sostojanija gibkih polijetilenovyh trub. Oil and Gas Studies, 6(42), pp. 37-42. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Толмачев Артём Алексеевич, **Artem A. Tolmachev,** Applicant for
соискатель ученой степени кандидата a Candidate of Engineering Degree, In-
технических наук, Тюменский инду- dustrial University of Tyumen, chu-
стриальный университет, г. Тюмень, ga92@gmail.com
chuga92@gmail.com

Статья поступила в редакцию 06.03.2025; одобрена после рецензирования 24.03.2025; принята к публикации 10.04.2025.

The article was submitted 06.03.2025; approved after reviewing 24.03.2025; accepted for publication 10.04.2025.