

УДК 621.644.073

К вопросу о применении труб термопластовых армированных для сооружения нефтегазопроводов в Арктике

А. А. Толмачев*, В. А. Иванов, Т. Г. Пономарева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: chuga92@gmail.com*

Аннотация. Обеспечение безопасности объектов нефтегазовой промышленности и увеличение срока их эксплуатации являются сегодня одними из важнейших задач. Чрезвычайные ситуации, связанные с разрывом и повреждением стальных трубопроводов в результате их износа и влияния внешних факторов, все еще остаются наиболее частой причиной возникновения аварий при транспортировке углеводородов. Для расширения топливно-энергетического комплекса на север, в сторону Заполярья, потребуется альтернатива стальным трубам, которая решит задачи по сокращению энерго- и трудозатрат в нефтегазодобывающих компаниях, снизит риск возникновения экологических бедствий вследствие разгерметизации трубопроводов в ходе транспортировки углеводородов. Термопластовые трубы, армированные при помощи волокон, могут стать такой альтернативой. В данной работе проводится сравнительный анализ материалов композиционной системы, состоящей из термопластовой трубы (внутренний слой) и армирующих волокон (внешний слой); выносятся на обсуждение конструкция композиционной системы, состоящей из шитого полиэтилена (внутренний слой) и арамидных волокон (внешний армирующий слой).

Ключевые слова: Арктика; трубопроводы; композиционная система; армирующий слой; труба термопластовая армированная

To the issue of application of thermoplastic reinforced pipes for the construction of oil and gas pipelines in the Arctic

Artyom A. Tolmachev*, Vadim A. Ivanov, Tatyana G. Ponomareva

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: chuga92@gmail.com*

Abstract. Ensuring the safety of oil and gas facilities and increasing their facility life are today one of the most important tasks. Emergencies related to rupture and damage of steel pipelines because of their wear and tear and external factors are still the most frequent cases of emergencies during the transportation of hydrocarbons. To expand the fuel and energy complex in the north, in the direction of the Arctic, alternative types of pipelines are needed that solve the problems of reducing energy and labor costs in oil and gas companies, reducing the risk of environmental disasters and depressurization of pipelines during hydrocarbon production. Fiber-reinforced thermoplastic pipes can be such an alternative. This article is devoted to a comparative analysis of the materials of a composite system consisting of a thermoplastic pipe (inner layer) and reinforcing fibers (outer layer); we are discussing the design of the structural system consisting of polyethylene (inner layer) and aramid fibers (outer reinforcing layer).

Key words: the Arctic; pipelines; structural system; reinforcing layer; reinforced thermoplastic pipe

Введение

Объемы строительства объектов нефтегазовой промышленности в Арктике растут с каждым годом [1]. Для их освоения необходима постоянная разработка инновационных решений: применение новых материалов, усовершенствование технологий строительства, обновление нормативно-технической документации и т. д. [2]. Сейчас монтажные работы в районах Крайнего Севера, в условиях повсеместного распространения многолетнемерзлых грунтов и низких температур окружающей среды характеризуются значительными затратами при обустройстве месторождений.

Трубопроводы всегда были источником повышенной опасности в связи со значительным количеством сварных и фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, условий работы и большого количества объема транспортируемых веществ. Наиболее распространенными причинами аварий стальных трубопроводов являются разрывы и повреждения труб в результате эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов (коррозия, перенапряжение труб вследствие нарушения проектных требований при монтаже, физический износ, механические повреждения, температурная деформация и т. д.). Для минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных или промышленных трубопроводов, которые будут размещаться в Арктике, необходимо пересмотреть материалы, используемые для изготовления труб [3].

Несмотря на то, что расчетный срок службы труб из термопластов составляет более 60 лет, ограничивающими факторами их более широкого применения являются низкое рабочее давление, зависимость прочности от температурно-временного фактора и большая материалоемкость. Повышение несущей способности термопластовых труб при одновременном снижении материалоемкости позволит значительно расширить их область применения. Потребуется разработка новых конструкций труб с комбинацией в них различных материалов, внутренняя и наружная поверхности которых будут выполнены из химически стойкого материала (термопласта), а несущие элементы будут укреплены при помощи армирующего волокна или металлического каркаса. Основным преимуществом таких труб будет их повышенная прочность на разрыв в сочетании с гибкостью и коррозионной стойкостью.

Применение армированных термопластовых труб, которые позволят более эффективно эксплуатировать магистральные и промысловые нефтегазопроводы с учетом природно-климатических особенностей региона и понизить стоимость разработки месторождений Крайнего Севера, может стать многообещающим направлением для решения этой задачи [4].

Объект и методы исследования

В работе использованы общенаучные методы познания, такие как системный, формально-логический. Кроме того, были использованы и специальные методы познания (сравнительно-аналитический, эмпирический), которые позволили выявить проблематику исследования и предложить пути решения анализируемых проблем.

Добыча природных ресурсов в Арктике достаточно сложна и может быть опасна. Огромные территории покрыты ледниками и многолетнемерзлыми грунтами (ММГ). Вероятность возникновения аварийных ситуаций при таких геоморфологических особенностях крайне высока.

Многолетнемерзлые грунты обладают значительными особенностями, которые осложняют любые строительные работы. Это касается в том числе и строительства трубопроводов. Главным недостатком ММГ при процессе строительства является их несущая способность, так как ее значение варьируется в достаточно широких пределах. Уже при отрицательных значениях температуры грунты могут воспринимать большие нагрузки без заметных деформаций. Если говорить о нулевых или положительных значениях температуры, то можно отметить, что при них ММГ теряют несущую способность и «плывут». При повторном замерзании происходят «пучение» и растрескивание грунта, что может привести к активной деформации и разрушению подземных трубопроводных конструкций. Чтобы этого не происходило, необходимо выполнить ряд специальных защитных мер. Стоит также отметить, что существенное влияние на изменения физико-механических характеристик ММГ оказывает температура перекачиваемого продукта в процессе эксплуатации трубопровода. Если температура продукта при перекачке имеет отрицательные значения, то растепление ММГ вокруг трубы не произойдет. И, следовательно, несущая способность по этой причине не будет уменьшаться. Однако если температура продукта будет выше 0 °С, то грунт начнет оттаивать. При этом вокруг трубы образуется ореол оттаявшего грунта, то есть грунт начнет «плыть». Несущая способность такого грунта очень низкая. Трубопровод может потерять устойчивость и разрушиться. И при повторном замерзании такого грунта есть риск развития пучения, что также грозит разрушением секций труб. Так как трубопровод является линейным сооружением, то условия его работы на всем протяжении будут различаться даже при однородном типе ММГ. Известно, что температура трубопровода изменяется на всем протяжении за счет теплопередачи от трубопровода в грунт. Так, температура транспортируемой нефти и, следовательно, трубопровода снижается по мере удаления от насосной станции. Как известно, согласно существующей классификации, все участки трубопровода делятся на горячие, теплые и холодные. И уже при определении принадлежности участка трубопровода к одному из перечисленных типов можно также предсказать его поведение в ММГ. На горячих участках будет происходить только оттаивание грунта. На теплых — периодическое оттаивание, потом замерзание с последующим пучением. На холодных участках оттаивания происходить не будет.

Так как ММГ обладают большой несущей способностью при отрицательных температурных значениях, то наиболее благоприятные условия для трубопровода можно создать, обеспечив такой режим его эксплуатации, при котором температура перекачиваемого продукта будет минусовой. При транспортировке газа это возможно. Однако охлаждение нефти в нефтепроводах, к примеру, до -3 °С недопустимо, поскольку это увеличивает вязкость нефти, и, как следствие, ее транспортировка по трубопроводу становится невозможной. Также следует отметить, что нефть, найденная в зоне распространения вечной мерзлоты, высоковязкая. Для транспортировки такой нефти требуется подогревать ее до температуры от +30 до +40 °С (в зависимости от химического состава).

На ММГ применяют все существующие в настоящее время конструктивные схемы укладки трубопроводов — подземную, наземную и надземную. Однако при наличии сложных геокриологических условий рекомендуется применять только надземный тип прокладки трубопроводов с применением свайных фундаментов. Так, например, в северных регионах трубопроводы

преимущественно возводят надземного типа, с применением свайных фундаментов. Причиной таких проектных решений являются вышеописанные сложные геокриологические условия региона.

С учетом природно-климатических особенностей региона и возрастающих объемов нефтегазового освоения для обустройства месторождений в районах Арктики необходимо разработать и успешно внедрить новые проектные решения, конструкции и технологии изготовления труб из термопластов, их теплогидроизоляционных покрытий, которые будут обеспечивать при оптимальных затратах надежность, устойчивость и промышленно-экологическую безопасность с увеличением их срока эксплуатации.

Повышение прочности труб из термопластов, применяемых в трубопроводных системах высокого давления, осуществляется при помощи укрепляющих элементов. Так, повышение прочности термопластовых труб укрепляющими элементами может осуществляться несколькими способами:

- укрепление при помощи обмотки труб металлической проволокой или металлической лентой;
- протаскивание труб через отдельные металлические катушки;
- нанесение на наружную поверхность термопластовой трубы стеклопластиковой оболочки;
- формирование внутри матрицы термопластовой трубы проволочной полимерной сетки;
- нанесение на наружную поверхность термопластовой трубы арамидных (кевларовых) волокон.

Оценив варианты укрепления термопластовых труб, мы сделали вывод о том, что наиболее оптимальным вариантом будет использование укрепляющих волокон в качестве армирующего слоя.

Термопластовые армированные трубы представляют собой композиционную систему, состоящую из армирующих волокон (внешний слой) и термопластовой трубы (внутренний слой) (рисунок). В композиционной системе все слои выполняют определенную роль [5]. Поэтому материалы, используемые в качестве слоев, должны обеспечивать на протяжении всего срока эксплуатации работоспособность системы.

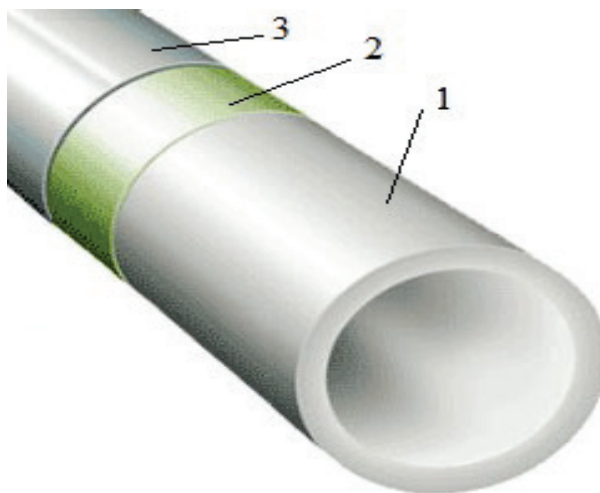


Рисунок. **Композиционная система:**

- 1 — внутренний слой (термопластовая труба);
- 2 — клеевой состав;
- 3 — внешний слой (армирующий каркас)

Главные задачи внутреннего термопластового слоя в композиционной системе — это обеспечение герметичности при транспортировке жидких или газообразных углеводородов, а также устойчивость к изгибающим нагрузкам при пучении грунтов¹. Для этого материалу внутреннего слоя необходимо быть коррозионно-стойким, иметь высокую термостабильность, быть достаточно эластичным для обеспечения гибкости трубы [6]. Кроме того, при монтаже армированных термопластовых труб с помощью фасонных изделий во внутреннем слое могут возникнуть значительные локальные перенапряжения — это также необходимо учитывать при подборе материала внутреннего слоя [7, 8]. Обобщив вышеописанные требования, мы делаем вывод, что выбор материала внутреннего слоя преимущественно должен базироваться на его физико-механических свойствах.

Результаты и обсуждение

В таблице 1 представлены физико-механические свойства некоторых термопластов, используемых для изготовления труб.

Таблица 1

Физико-механические свойства термопластов

Тип термопласта	Плотность, г/см ³	Модуль упругости при растяжении, ГПа	Предел прочности, МПа	Удлинение при разрыве, %	Температура размягчения по Вика, °С
Полиэтилен повышенной термостойкости	0,933	0,58	34	800	122
Сшитый полиэтилен	0,94	0,9	38	500	122
Полипропилен	0,9	0,92	0,9	0,92	0,92
Полибутен	0,89–0,92	0,9	35	700	135
Хлорированный поливинилхлорид	1,5	2,5	54	5	123
Поливинилиденфторид	1,78	1,7–2	50	20–50	147

Поливинилиденфторид — наиболее теплостойкий материал, но, как и хлорированный поливинилхлорид, имеет самую большую жесткость, что не позволяет использовать их для труб средних и больших диаметров, вследствие утраты ими гибкости [9]. Полибутен обладает высокими теплофизическими и физико-механическими характеристиками. Однако у труб из термопластов типа полибутена отмечается низкая стойкость к хлорным соединениям, вследствие чего происходит неконтролируемое хрупкое разрушение таких изделий². Термопласты типа полипропилена обладают преимуществом перед сшитым

¹ СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов: утв. решением Межведомственного координационного совета по вопросам технического совершенствования газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций от 26.11.2003. [Электронный ресурс]. – Введ. 2003-11-27. – М.: ЗАО «Полимергаз», ФГУП ЦПП, 2004. – 90 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034119>.

² ВСН 003-88. Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб: утв. приказом Главного технического управления Миннефтегазстроя от 15.07.1988 [Электронный ресурс]. – М.: Всесоюзный научно-исследовательский ин-т по строительству магистральных трубопроводов, 1990. – 107 с. – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294849/4294849644.pdf>.

полиэтиленом и полиэтиленом повышенной термостойкости вследствие повышенного температурного интервала плавления и модуля упругости. Но трубные марки из полипропилена имеют склонность к хрупкому разрушению, и, кроме того, как показывает практика, при долговременном воздействии отрицательных температур у труб из полипропилена наблюдается резкое снижение показателей прочности [10]. Ввиду этих факторов применение данного материала для труб термопластовых армированных исключается. Трубы из полиэтилена повышенной термостойкости почти не уступают трубам из сшитого полиэтилена по прочностным характеристикам [11]. У трубы и того и другого типа термопластов не наблюдается хрупкое разрушение при повышенных температурах. Кроме того, они обладают достаточно высоким показателем гибкости.

После сравнительного анализа представленных термопластов мы пришли к выводу, что для применения в качестве внутреннего слоя в композиционной системе и эксплуатации при переменных температурно-временных режимах наиболее перспективными являются термопластовые трубы из полиэтиленов повышенной термостойкости и сшитых полиэтиленов, с учетом их физико-механических, теплофизических свойств [12].

Главная задача наружного слоя — это защита от механических повреждений при транспортировке и монтаже композиционной системы, а также защита от воздействий внешней агрессивной среды. Таким образом, при выборе материала наружного армирующего слоя главными критериями будут хладостойкость, устойчивость к механическим повреждениям, свариваемость с материалом внутреннего слоя [13].

На сегодняшний день среди армирующих материалов высокопрочные волокна, использование которых позволяет создавать легкие композиционные материалы с высокими физико-механическими характеристиками, выглядят наиболее многообещающими [14]. Волокна, используемые для создания материалов конструкционного назначения, должны отвечать ряду эксплуатационных требований: требованиям по жесткости, прочности, плотности, химической стойкости, стабильности свойств волокон в заданном температурном интервале и т. д. [15]. Армирующий слой — основной элемент, обеспечивающий прочность композиционной системы, в связи с чем основной характеристикой материала являются его прочностные характеристики при длительной эксплуатации. Так, например, себя положительно зарекомендовало стекловолокно.

Механические характеристики стекловолокна напрямую зависят от метода производства, химического состава стекла, температуры и окружающей среды. Самую большую прочность имеют непрерывные стекловолокна из бесщелочного и кварцевого магнезиоалюмосиликатного стекла. Повышенное же содержание щелочей в исходном стекле значительно снижает прочность волокон. Все стекловолокна можно условно разделить на два больших класса: волокна общего применения и волокна специального применения. Около 90 % всего стекловолокна, которое выпускается на сегодняшний день в мире, — стекловолокно с низкой электропроводимостью (стекловолокно марки Е). Остальные 10 % — волокна специального назначения (высокопрочные, с высокой щелочестойкостью, низкой диэлектрической проницаемостью, термостойкие, с высоким модулем упругости и т. д.)

Ранее мы уже обсуждали возможность использования стеклопластиковых волокон специального назначения в качестве внешнего армирующего слоя для создания в купе с термопластовыми трубами композиционной системы, которая могла бы использоваться при экстремально низких температурах (ниже -80°C) окружающей среды и внутритрубом давлении свыше 4,0 МПа [16, 17].

Однако в ходе проведения сравнительного анализа материалов для повышения несущей способности труб на основе термопластов, нами была выдвинута следующая гипотеза: использование арамидных волокон в качестве армирующего слоя термопластовых труб вместо стеклопластиковых повысит прочностные характеристики композиционной системы и позволит создать образец комбинированной трубы, способной эффективно работать в условиях экстремально низких температур окружающей среды.

В таблице 2 представлены основные физико-механические свойства некоторых волокон, проанализированных нами.

Таблица 2

Физико-механические свойства некоторых волокон

Тип волокна	Марка	Плотность, г/см ³	Прочность на разрыв, ГПа	Модуль упругости, ГПа	Удлинение при разрыве, %
Арамидное	Kevlar K-29	1,44	2,92	70,5	3,6
	Армос	1,44	4,7	140	4
	СВМ	1,44	4,0	125	4
Углеводородное	УКП-5000	1,72	2	210	—
	УКН-М	1,75	3,2	225	—
	УКН-П	1,73	2,8	235	—
	УКН-3	1,72	3	250	—
Базальтовое	БС 11-100-КВ 12	2,67	1,9	93	3,5
ПЭ	Dyneema SK-66	0,97	3,1	100	3,5

Как видно из табличных данных (см. табл. 2), ПЭ-волокна обладают высокими прочностными и физико-механическими характеристиками. Однако их применение будет ограничиваться низкой теплостойкостью, что делает невозможным применение данного материала при строительстве арктических нефтепроводов, которым требуется перекачка «горячего» продукта. Что касается базальтовых волокон, то по физико-механическим, термическим и прочностным характеристикам, а также химической стойкости они превосходят стекловолокна [18] (но существенно дороже последних, согласно исследованию рынка). Анализируя же неорганические синтетические волокна, можно выделить волокна из углерода, поскольку среди остальных волокон этого класса они выделяются самыми высокими модулем упругости, прочностью, температурой эксплуатации и химической стойкостью. Но их основными недостатками являются высокая хрупкость и низкая стойкость к фрикционному взаимодействию. Арамидные волокна обладают лучшими характеристиками, чем стеклянные и базальтовые, и даже способны соперничать по прочности с углеродными. Кроме того, арамидное волокно — единственное высокопрочное волокно, не требующее пропитки для предотвращения повреждений, проявляющихся при трении волокон. Характерной чертой арамидных волокон является их температурно-временная зависимость прочности, о которой нужно помнить при проектировании изделий с использованием арамидного волокна в качестве армирующего элемента.

Таким образом, сравнив физико-механические характеристики, а также учитывая некоторые особенности в поведении материалов, мы пришли к выводу, что самыми многообещающими волокнами для использования в качестве армирующего слоя для композиционной системы сетей являются арамидные, в частности кевларовые волокна. Конечно, если сравнивать физико-механические характеристики кевлара с остальными арамидными волокнами, то Kevlar K-29 уступает им. Однако кевлар сохраняет прочность и эластичность при низких температурах. Например, при температуре внешней среды $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$ растяжимость кевлара не меняется [19]. В таблице 3 представлены свойства кевлара марки Kevlar K-29 при растяжении, при комнатной и низкой температурах.

Таблица 3

Свойства Kevlar K-29 при растяжении

Свойства	Единица измерения	Температура испытаний, $^{\circ}\text{C}$	
		24	-46
Цепкость	cN/tex	169	175
Предел прочности	МПа	2,43	2,51
Относительное удлинение при разрыве	%	4,1	3,9
Модуль	МПа	53,9	60,8

Что касается поведения кевлара при экстремально низких температурах, то при $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ кевлар почти не подвержен охрупчиванию или разложению³. Именно эти особенности кевларового волокна делают его наиболее перспективным для использования в будущих разработках композиционной системы, с возможностью ее эксплуатации в районах Крайнего Севера.

Выводы

Подводя итоги, мы сформулировали следующие задачи для будущих исследований:

- необходимо провести исследования комплекса физико-механических и теплофизических характеристик полиэтиленов повышенной термостойкости и сшитых полиэтиленов при отрицательных температурах (при $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) и их значений для расчета композиционной системы;
- смоделировать гидравлические испытания образцов комплексных систем с использованием современного программного обеспечения;
- вывести зависимость прочности кевларовых волокон, работающих в армирующем каркасе труб, от температурно-временных показателей;
- провести сравнительный анализ марок кевларовых волокон Kevlar K-29, K-49, K-119, AP и XP;

³ Technical Guide for Kevlar® Aramid Fiber. – Available at: https://www.r-g.de/w/images/b/bd/Kevlar_Technical_Guide.pdf (Accessed: 23.03.2020).

- разработать алгоритм прогнозирования и вычисления эксплуатационных характеристик трубопровода из труб термопластовых армированных при изменяющихся условиях эксплуатации.

Библиографический список

1. Селин, В. С. Третья парадигма развития российской Арктики / В. С. Селин. – Текст : непосредственный // Региональная экономика : теория и практика. – 2013. – № 21 (300). – С. 17–25.
2. Лайпанова, А. Д. Зоны национальных интересов нефтегазовых компаний в Арктике и их привлекательность / А. Д. Лайпанова, Э. А. Крайнова. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 3. – С. 178–186.
3. Волков, А. С. Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях / А. С. Волков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 5 (198). – С. 44–47.
4. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А. К. Рашепкин, Е. В. Салагаева, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – С. [1–6]. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/novye-otechestvennye-tehnologii-pri-izgotovlenii-i-montazhe-truboprovodnykh-sistem-neftegazovoj-infrastruktury-iz-kombinirovannykh-trub-na-osnove-termoplastov>.
5. Агапчев, В. И. Трубопроводы из полимерных и композитных материалов : учебник / В. И. Агапчев, Виноградов, Д. А. – Москва : Интер, 2004. – 228 с. – Текст : непосредственный.
6. Серебренников, А. А. Обоснование метода определения допустимого изгиба полиэтиленовой трубы при низких температурах / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов «Мегапаскаль». – Тюмень : ООО «Компания Феникс», 2006. – № 1. – С. 25–26.
7. Якубовская, С. В. Теоретические основы повышения надежности полимерных газораспределительных и сборных сетей : 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Якубовская Светлана Васильевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2005. – 306 с. – Текст : непосредственный.
8. Ялышко, Г. Ф. Сварка и монтаж трубопроводов из полимерных материалов / Г. Ф. Ялышко. – Москва : Стройиздат, 1990. – 222 с. – Текст : непосредственный.
9. Серебренников, Д. А. К вопросу расчета полиэтиленовых труб при бестраншейной прокладке / Д. А. Серебренников. – Текст : непосредственный // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2005. – С. 17–19.
10. Лавров, И. Г. Анализ применения полиэтиленовых труб в условиях отрицательных температур / И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли : материалы Международной научно-технической конференции. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – С. 123–127.
11. Рашепкин, А. К. Применение комбинированных труб из термопластов при строительстве трубопровода / А. К. Рашепкин. – Текст : непосредственный // Проблемы строительного комплекса России : материалы 19-й Международной научно-технической конференции (Уфа, 10–12 марта 2015 г.). – Уфа, 2015. – С. 358–359.

12. 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. – С. 132–139.
13. Гвоздев, И. В. Армированные трубы с повышенной теплостойкостью / И. В. Гвоздев, С. В. Шаляпин, С. В. Самойлов. – Текст : непосредственный // Полимергаз. – 2011. – № 3. – С. 28–32.
14. Ягубов, Э. З. Стеклопластиковые трубы : проблемы и перспективы применения в нефтегазовой промышленности / Э. З. Ягубов. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 5 (46). – С. 61–67.
15. Иванов, С. В. Стеклопластик — композиционный материал для труб / С. В. Иванов. – Текст : непосредственный // Трубопроводы и экология. – 2001. – № 2. – С. 7.
16. Толмачев, А. А. Применение альтернативы стальным трубам в нефтегазовой отрасли / А. А. Толмачев, Л. А. Толмачева, В. А. Иванов. – Текст: непосредственный // Нефтегазовый терминал : материалы международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» / Под редакцией С. Ю. Подорожникова. – Тюмень: ТИУ, 2019. – С. 306–311.
17. Толмачев, А. А. К вопросу о проектировании трубопроводов в арктической зоне / А. А. Толмачев, В. А. Иванов. – Текст: непосредственный // Водные ресурсы — основа устойчивого развития поселений Сибири и Арктики в XXI веке : материалы XXI Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2019. – С. 502–505.
18. Цхадая, Н. Д. Стеклопластиковые трубы повышенной герметичности для нефтегазовой промышленности / Н. Д. Цхадая, Е. З. Ягубов, З. Х. Ягубов. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – № 4 (47). – С. 35.
19. The role of temperature on impact properties of Kevlar/fiberglass composite laminates / A. Salehi-Khojin, R. Bashirzadeh, M. Mahinfalah, R. Nakhaei-Jazar. – DOI 10.1016/j.compositesb.2006.03.009. – Текст : непосредственный // Composites Part B: Engineering. – 2006. – Vol. 37, Issue 7–8. – P. 593–602.

References

1. Selin, V. S. (2013). Tret'ya paradigma razvitiya rossiyskoy Arktiki. Regional Economics: Theory and Practice, (21(300)), pp. 17-25. (In Russian).
2. Laypanova, A. D., & Krainova, E. A. (2018). Areas of national interest of oil companies in the Arctic and their appeal. Innovation & Investment, (3), pp. 178-186. (In Russian).
3. Volkov, A. S. (2017). Primenenie kompozitnykh truboprovodov v neftyanykh kompaniyakh. Neft. Gas. Novacii, (5(198)), pp. 44-47. (In Russian).
4. Rashhepkin, A. K., Salagaeva, E. V., Cherkasov, N. M., & Gladkih, I. F. (2005). Novye otechestvennye tehnologii pri izgotovlenii i montazhe truboprovodnykh sistem neftegazovoy infrastruktury iz kombinirovannykh trub na osnove termoplastov. Neftegazovoe delo, (2), pp. 1-6. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/novye-otechestvennye-tehnologii-pri-izgotovlenii-i-montazhe-truboprovodnykh-sistem-neftgazovoy-infrastruktury-iz-kombinirovannykh-trub-na-osnove-termoplastov>
5. Agapchev, V. I., & Vinogradov, D. A. (2004). Truboprovody iz polimernykh i kompozitnykh materialov. Moscow, Inter Publ., 228 p. (In Russian).
6. Serebrennikov, A. A., Lavrov, I. G. (2006). Obosnovanie metoda opredeleniya dopustimogo izgiba polietilenovoy truby pri nizkikh temperaturakh. Sbornik nauchnykh trudov "Megapaskal' ". Issue 1. Tyumen, Kompaniya Feniks Publ., pp. 25-26. (In Russian).

7. Yakubovskaya, S. V. (2005). Teoreticheskie osnovy povysheniya nadezhnosti polimernykh gazoraspredeletel'nykh i sbornykh setey. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 306 p. (In Russian).
8. Yalyshko, G. F. (1990). Svarka i montazh truboprovodov iz polimernykh materialov. Moscow, Stroyizdat Publ., 222 p. (In Russian).
9. Serebrennikov, D. A. (2005). K voprosu rascheta polietilenovykh trub pri bestransheynoy prokladke. Voprosy sostoyaniya i perspektivy razvitiya neftegazovykh ob"ektov Zapadnoy Sibiri : sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, Neftegazovyy universitet Publ., pp. 17-19. (In Russian).
10. Lavrov, I. G. (2007). Analiz primeneniya polietilenovykh trub v usloviyakh otritsatel'nykh temperatur. Geotekhnicheskie i ekspluatatsionnye problemy neftegazovoy otrasli: Geotekhnicheskie i ekspluatatsionnye problemy neftegazovoy otrasli: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 123-127. (In Russian).
11. Rashchepkin, A. K. (2015). Primenenie kombinirovannykh trub iz termoplastov pri stroitel'stve truboprovoda. Problemy stroitel'nogo kompleksa Rossii: materialy 19th Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (Ufa, March, 10-12, 2015). Ufa, pp. 358-359. (In Russian).
12. 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
13. Gvozdev, I. V., Shalyapin, S. V., & Samoylov, S. V. (2011). Armirovannye truby s povyshennoy teplostoykost'yu. Polimergaz, (3), pp. 28-32. (In Russian).
14. Yagubov, E. Z. (2006). Stekloplastikovye truby: problemy i perspektivy primeneniya v neftegazovoy promyshlennosti. Oil and Gas Technologies, (5(46)), pp. 61-67. (In Russian).
15. Ivanov, S. B. (2001). Stekloplastik - kompozitsionnyy material dlya trub. Truboprovody i ekologiya, (2), p. 7. (In Russian).
16. Tolmachev, A. A., Tolmacheva, L. A., & Ivanov, V. A. (2019). Primenenie al'ternativy stal'nym trubam v neftegazovoy otrasli. Neftegazovyy terminal: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Transport i khraneniye uglevodorodnogo syr'ya". Tyumen, Tyumen Oil and State University Publ., pp. 306-311. (In Russian).
17. Tolmachev, A. A., & Ivanov, V. A. (2019). K voprosu o proektirovaniy truboprovodov v arkticheskoy zone. Vodnye resursy - osnova ustoychivogo razvitiya poseleniy Sibiri i Arktiki v XXI veke: materialy XXI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, pp. 502-505. (In Russian).
18. Tskhadaya, N. D., Yagubov, E. Z., & Yagubov, Z. Kh. (2013). Stekloplastikovyye truby dlya povyshennoy germetichnosti dlya neftegazovoy promyshlennosti. Academic Journal of West Siberia, (4(47)), pp. 35. (In Russian).
19. Salehi-Khojin, A., Bashirzadeh, R., Mahinfalah, M., & Nakhaei-Jazar, R. (2006). The role of temperature on impact properties of Kevlar/fiberglass composite laminates. Composites Part B: Engineering, 37(7-8), pp. 593-602. (In English). DOI: 10.1016/j.compositesb.2006.03.009

Сведения об авторах

Толмачев Артем Алексеевич, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chuga92@gmail.com

Information about the authors

Artyom A. Tolmachev, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: chuga92@gmail.com

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н.,
профессор кафедры транспорта углево-
дородных ресурсов, Тюменский индустри-
альный университет, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна,
к. т. н., доцент кафедры транспорта
углеводородных ресурсов, Тюменский ин-
дустриальный университет, г. Тюмень

Vadim A. Ivanov, Doctor of Engineer-
ing, Professor at the Department of Trans-
portation of Hydrocarbon Resources, Indus-
trial University of Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of
Engineering, Associate Professor at the De-
partment of Transportation of Hydrocarbon
Resources, Industrial University of Tyumen