

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 77-93.
ISSN 1998-8443 (print)*
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 3 (143). P. 77-93.
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 621.644.07:691.175.5/.8

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-2-77-93

EDN: NFPHRQ

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Ильдар Айратович Шаммазов¹, Екатерина Денисовна Карякина²,
Алексей Викторович Шалыгин³

^{1, 2, 3}Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

¹shammazov_ia@pers.spmi.ru

²s195079@stud.spmi.ru

³Shalygin_AV@pers.spmi.ru

Автор, ответственный за переписку: Екатерина Денисовна Карякина,
s195079@stud.spmi.ru

Аннотация. В последние годы происходит интенсивное развитие систем производства малотоннажного сжиженного природного газа для газоснабжения удаленных потребителей в тех случаях, когда ограничены возможности строительства трубопроводов, в местах отсутствия возможности применения традиционного трубопроводного транспорта в газообразном состоянии. Кроме того, наблюдается тенденция использования сжиженного природного газа для замещения традиционных жидких углеводородных топлив (бензина, керосина, газойля, мазута). В связи с ростом и появлением новых отраслей потребления сжиженного природного газа происходит развитие инфраструктуры, необходимой для его производства, транспортировки и хранения.

В статье представлен анализ применения наиболее распространенных полимеров для строительства трубопроводов в нефтегазовой области. Рассматривается возможность применения сверхвысокомолекулярного полиэтилена для сооружения технологических линий для перекачки криогенных жидкостей, представлены результаты экспериментальных исследований на растяжение и ударную вязкость по методу Шарпи после выдержки в среде жидкого азота. В результате испытаний на растяжение наблюдается увеличение прочностных свойств материала при сохранении его пластичности. Разрушающее напряжение составило 37,7 МПа, предел текучести 27,1 МПа при температуре жидкого азота, в то время как при температуре окружающей среды разрушение образца происходило при 26,9 МПа,

предел текучести при этом составил 20,2 МПа. Образцы при испытаниях на ударную вязкость по методу Шарпи после выдержки в течение 2 ч в среде жидкого азота также показали определенный запас пластических свойств. Выполнено моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода сжиженного природного газа из сверхвысокомолекулярного полиэтилена в изоляционном покрытии в программ-

ном комплексе ANSYS Mechanical с учетом его теплового взаимодействия с грунтом. Максимальные эквивалентные напряжения в модели составили 14,4 МПа при расчетных значениях в 12,7 МПа, что не превышает предела текучести материала. Таким образом, сверхвысокомолекулярный полиэтилен может рассматриваться как перспективный материал для применения при криогенных температурах.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, сверхвысокомолекулярный полиэтилен, криогенные температуры, метод конечных элементов, полимерные трубопроводы, прочность, термоструктурный анализ

Для цитирования: Шаммазов И. А., Карякина Е. Д., Шалыгин А. В. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода для перекачки сжиженного природного газа // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 77-93. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-77-93>.

Original article

STRESS-STRAIN STATE SIMULATION OF AN UNDERGROUND LIQUEFIED NATURAL GAS PIPELINE

Ildar A. Shammazov¹, Ekaterina D. Karyakina², Aleksey V. Shalygin³

^{1, 2, 3}Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

¹shammazov_ia@pers.spmi.ru

²s195079@stud.spmi.ru

³Shalygin_AV@pers.spmi.ru

Corresponding author: Ekaterina D. Karyakina, s195079@stud.spmi.ru

Abstract. In recent years, there has been a steady development of systems for the production of small-scale liquefied natural gas for gas supply to remote consumers in cases where the possibilities of pipeline construction are limited. In addition, there is a tendency to use liquefied gas to replace liquid hydrocarbon fuels (gasoline, kerosene, gasoil, fuel oil). Due to the growth and emergence of new industries for liquefied natural gas consumption, the infrastructure necessary for its production, transportation and storage is being developed.

The article presents an analysis of the use of the most common polymers for the pipeline construction in the oil and gas industry. The possibility of using ultra-high molecular weight polyethylene for the construction of process lines for pumping cryogenic liquids was considered. The results of experimental studies on tensile strength test and Charpy impact strength test after exposure to liquid nitrogen are presented. As a result of tensile strength tests, an

increase in the strength properties of the material was observed while maintaining its plasticity. The breaking stress was 37.7 MPa, the yield strength was 27.1 MPa at liquid nitrogen temperature, while at ambient temperature, the specimen failed at 26.9 MPa, the yield strength was 20.2 MPa. The specimens, tested for impact strength by the Charpy method, after exposure for 2 h in liquid nitrogen, a certain margin of plastic properties was also showed. The stress-strain state of a liquefied natural gas pipeline made of ultra-high molecular weight polyethylene in an insulating coating was simulated using the ANSYS Mechanical software package, taking into account its thermal interaction with the soil. The maximum equivalent stress in the model was 14.4 MPa, with calculated value of 12.7 MPa, which does not exceed the yield point of the material. Thus, ultra-high molecular weight polyethylene can be considered as a promising material for use at cryogenic temperatures.

Keywords: liquefied natural gas, ultra-high molecular weight polyethylene, cryogenic temperatures, finite element method, polymer pipelines, strength, thermo-structural analysis

For citation: Shammazov I. A., Karyakina E. D., Shalygin A. V. Modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnogo uchastka truboprovoda dlya perekachki szhizhennogo prirodnogo gaza [Stress-Strain State Simulation of an Underground Liquefied Natural Gas Pipeline]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 3 (143), pp. 77-93. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-77-93>.

Введение

На сегодняшний день транспортировка сжиженного природного газа (СПГ) осуществляется только по технологическим трубопроводам, расположенным на заводах сжижения, регазификации, терминалах по приему и отгрузке, а также по трубопроводам, служащим

для внутренней обвязки криогенного оборудования [1-5].

Исследователи занимались изучением вопросов трубопроводного транспорта СПГ и увеличения его эффективности еще во второй половине XX века. За прошедшие годы было проведено большое количество исследований с выявлением технологических осо-

бенностей, характерных для этого вида транспорта, также изучены применяемые конструкционные материалы для сооружения трубопроводов СПГ [6, 7].

Существует большое количество конструкторских разработок криогенных трубопроводов [8]. Однако при всем разнообразии их можно разделить на две большие категории:

- конструкции труба в трубе, которые состояли из несущей трубы и кожуха со слоистой изоляцией, содержащей эластичный адсорбент, пространство между которыми вакуумировано;

- гибкие криогенные трубопроводы, содержащие внутреннюю трубу, по которой транспортируется сжиженный природный газ.

Стали с высоким содержанием никеля являются основным материалом, используемым для изготовления конструкций и механизмов, работающих при низких температурах [9-11].

Материал в этих условиях должен обеспечивать высокий уровень прочности в сочетании с высокой вязкостью и низкой склонностью к хрупкому разрушению. При этом никель является дефицитным материалом, что обуславливает высокую стоимость строительства криогенных трубопроводов.

Необходимо отметить, что большая часть исследований трубопроводного транспорта СПГ относится к стальным трубопроводам, в то же время происходит интенсивное развитие полимерных и композитных материалов, которые изготавливаются с целью замены стальных конструкций.

Анализ применения полимерных трубопроводов

В настоящее время трубопроводы из полимерных материалов находят широкое применение в различных отраслях промышленности. В результате развития технологий производства полимерных материалов создаются новые неметаллические конструкционные материалы, сопоставимые по своим прочностным характеристикам с общераспространенной сталью.

Термопласты являются основными материалами, используемыми в пластмассовых трубопроводах. В Северной Америке наиболее широко применяются трубы из поливинилхлорида (ПВХ) для транспортировки природного газа, промышленных и технологических трубопроводов, в городском водоснабжении и канализации, этот материал обладает высокой прочностью и химической стойкостью. Стоит отметить, что ПВХ является хрупким материалом, с рабочими температурами от минус 15 °С до 60 °С.

Трубопроводы из полибутена (ПБ) являются относительно новым материалом, поэтому их использование ограничено только в системах транспорта природного газа и воды. ПБ трубы практически не имеют ползучести при длительной нагрузке, устойчивы к растрескиванию под напряжением, по своим свойствам подобны трубам из полиэтилена высокой плотности, но обладают большей длительной прочностью.

Полипропиленовые (ПП) трубопроводы используются в химической промышленности для сброса кислых отходов и транспорта природного газа. Такие трубопроводы обладают меньшей прочностью, чем аналогичные из полиэтилена, поэтому применяются в системах с низким давлением, температура хрупкости от минус 5 °С до минус 15 °С [12].

Широкое применение находят в нефтегазовой промышленности также и композитные трубы, состоящие из армирующих волокон (внешний слой) и термопластовых труб (внутренний слой), такие трубопроводы используются для транспортировки газа и нефти, выкидных линий скважин, сборных коллекторов и различных трубопроводных систем инженерной инфраструктуры нефтегазовой отрасли [13, 14].

Увеличивается интерес к применению композитных труб на основе стеклопластика. Стеклопластиковые трубы представляют собой высокопрочные композиционные материалы на основе эпоксидной смолы и высокомодульных стеклянных волокон различного плетения. Максимальное рабочее давление таких труб составляет 22,4 МПа, интервал

рабочих температур от минус 60 °С до 80 °С. С конца 1990-х гг. стеклобазальтопластиковые трубы находятся в эксплуатации на нефтедобывающих скважинах, стеклопластики нашли применение в качестве насосно-компрессорных труб в добывающих скважинах на месторождениях, а также на внутри-промысловых трубопроводах [15].

В соответствии с [13], суммарная длина армированных трубопроводов за последние 10 лет возросла на 11 % - с 377,2 тыс. до 414,2 тыс. км, рост протяженности трубопроводов из стеклопластика составил 15 %, при этом протяженность композитных трубопроводов возросла в 5,8 раза (с 1090 до 7420 км).

Основной отраслью применения полиэтиленовых труб является транспортировка природного газа в качестве альтернативы металлическим трубопроводам при строительстве региональных газораспределительных сетей низкого и среднего давления. Полиэтиленовые газопроводы обладают рядом преимуществ по сравнению со стальными газопроводами. Низкая шероховатость позволяет сократить потери на трение при транспортировке флюидов и увеличить пропускную способность трубопроводов. Помимо этого, полимеры обладают меньшим весом, высокой стойкостью к коррозии и агрессивным средам, а также лучшими, в сравнении со сталью, теплоизоляционными и диэлектрическими свойствами. Благодаря меньшему весу полимерных материалов такие трубы позволяют значительно упростить технологию строительства и монтажа трубопроводов [16-18].

Однако наряду с достоинствами полиэтиленовые трубопроводы имеют ряд сложностей, препятствующих их более широкому применению, таких как температурно-временная зависимость прочности, подверженность деградации свойств, а также слабая изученность процессов разрушения, особенно в условиях низких температур [19-24].

Сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ) представляет собой разновидность полиэтилена с молекулярной массой $1 \cdot 10^6$ и выше. Современными исследователями [25-

27] рассматривается как перспективный конструкционный материал, обладающий высокой износостойкостью, резистентностью и инертностью по отношению к агрессивным средам, с высокими показателями по ударной вязкости при криогенных температурах (до минус 200 °С).

Проведен ряд экспериментальных исследований поведения СВМПЭ при криогенных температурах.

В работе [28] при температуре жидкого азота (77 К) образцы из СВМПЭ подвергались испытанию на сжатие. Разрушение образца происходило в условиях сверхнизкой температуры при напряжении 90,56 МПа, при комнатной температуре эта величина составила 23,24 МПа. Необходимо отметить, что, несмотря на увеличение прочности почти в 4 раза, разрушение носило более хрупкий характер, что в итоге привело к значительно меньшим деформациям, повлекшим разрушение, чем во время испытаний при комнатной температуре.

В работе [29] СВМПЭ рассматривается в качестве материала в составе композитного материала для устройства криогенного резервуара для хранения СПГ. В результате проведенных испытаний образцов СВМПЭ на растяжение, ударную вязкость и изгиб при температуре жидкого азота (77 К) авторами также было обнаружено увеличение прочностных свойств СВМПЭ, при этом установлено, что СВМПЭ сохраняет определенный запас пластичности.

Таким образом, СВМПЭ может рассматриваться как перспективный материал для сооружения трубопровода для перекачки криогенных жидкостей. Целью данного исследования является оценка напряженно-деформированного состояния (НДС) подземного трубопровода, используемого для перекачки сжиженного природного газа.

Методология

Для построения модели НДС подземного трубопровода при криогенных температурах была проведена серия испытаний

СВМПЭ на растяжение и ударную вязкость по методу Шарпи.

Испытания на растяжения проводились в соответствии с ISO 527-2:2012 [30] на разрывной машине Tinius Olsen H75KS. В качестве испытательных образцов были использованы образцы типа 2, изготовленные из листа СВМПЭ толщиной 4 мм механическим способом.

Серия экспериментов на ударную вязкость проводилась в соответствии с ISO 179-1:2010 31 [31]. Образцы типа 1/179-1 (длина 120 мм, ширина 10 мм, толщина 4 мм) без надреза и с надрезом типа A/179-1 (радиус вершины надреза 0,25 мм) выдерживались в жидком азоте также в течение 2 ч, затем закреплялись в испытательной машине, и проводилось испытание.

Результаты экспериментального исследования представлены в таблице 1, на рисунке 1 отображена обобщенная кривая напряжение/деформация.

Таблица 2 содержит результаты экспериментального исследования ударной вязкости образцов из СВМПЭ. Полученные результаты говорят о высокой стойкости к хрупкому разрушению.

Таблица 1. Результаты экспериментальных исследований СВМПЭ на растяжение [составлено авторами]

Table 1. Results of experimental studies of UHMWPE in tension [compiled by the authors]

$T = 293 \text{ K}$					
$\sigma_{пр}, \text{ МПа}$	27,1	26,9	24,5	28,9	27
$\sigma_{т}, \text{ МПа}$	20,8	19,5	20,4	20,2	19,7
$T = 77 \text{ K}$					
$\sigma_{пр}, \text{ МПа}$	36,1	37,9	37,3	38,5	38,3
$\sigma_{т}, \text{ МПа}$	26,9	27,7	26,2	27,5	27,7

На рисунке 2 представлены результаты экспериментальных исследований, наблюдается значительный разброс данных для разных образцов. Наблюдаемое явление можно объяснить несовершенством технологии изготовления при механическом изготовлении образцов.

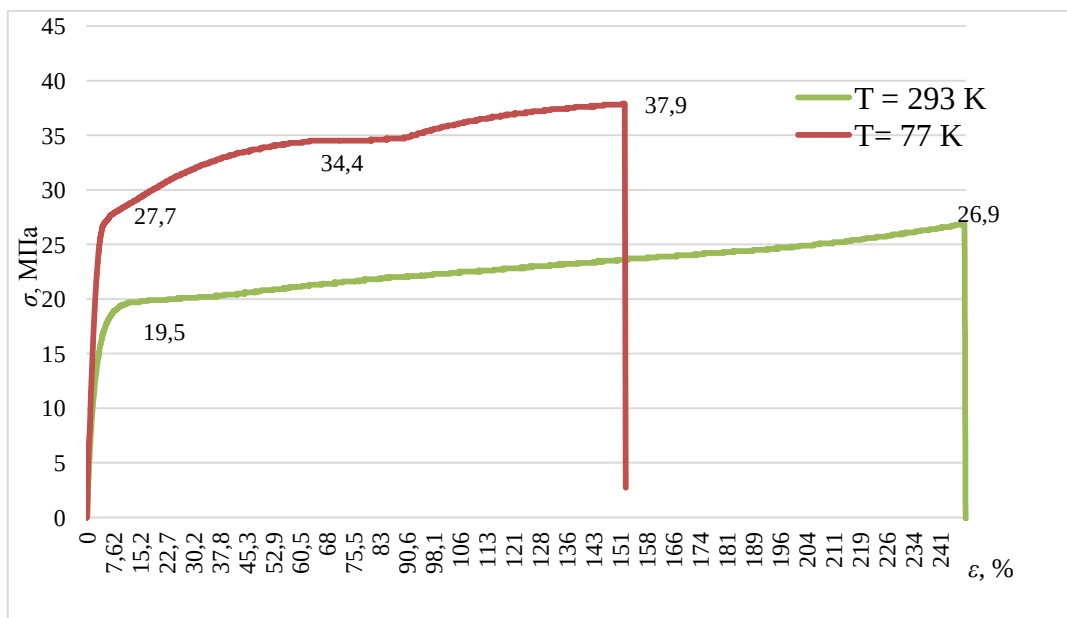


Рисунок 1. Кривая напряжение/деформация СВМПЭ [составлено авторами]

Figure 1. UHMWPE stress/strain curve [compiled by the authors]

Таблица 2. Результаты экспериментальных исследований СВМПЭ на ударную вязкость по методу Шарпи $T = 77\text{ K}$, время выдержки 2 ч [составлено авторами]

Table 2. Results of experimental studies of UHMWPE on impact strength according to the Charpy method $T = 77\text{ K}$, exposure time 2 h [compiled by the authors]

С надрезом					
Коэффициент ударной вязкости, кДж/м^2	248,69	170,86	184,45	231,29	239,84
Без надреза					
Коэффициент ударной вязкости, кДж/м^2	399,92	393,75	404,42	428,19	399,73

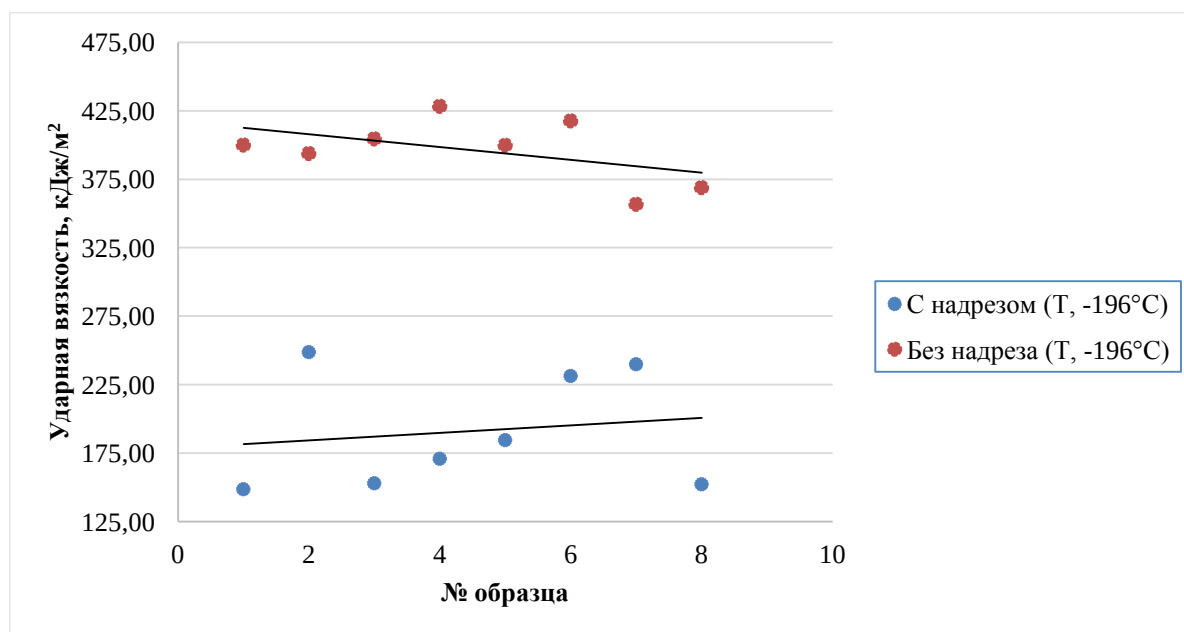


Рисунок 2. Результаты экспериментальных исследований СВМПЭ на ударную вязкость по методу Шарпи [составлено авторами]

Figure 2. Results of experimental studies of UHMWPE on impact strength according to the Charpy method [compiled by the authors]

*Моделирование
напряженно-деформированного состояния
подземного трубопровода для перекачки СПГ*

Расчет пластмассовых труб на прочность следует начинать с определения возможного типа их разрушения - пластического или хрупкого. Это можно сделать только с опорой на экспериментальные данные. В процессе эксплуатации трубопроводных систем всегда предпочтительнее наступление пластического типа разрушения. В данном исследовании рассматривается пластическое разрушение, так как в ходе проведенных экспериментальных исследований СВМПЭ не было обнаружено следов значительного охрупчивания при испытаниях в среде жидкого азота (77 К), что значительно ниже, чем требуется для перекачки СПГ (113 К) в данном случае.

Объектом исследования является трубопровод из СВМПЭ с наружным диаметром $d = 225$ мм и с толщиной стенки 25 мм в изоляционном покрытии, выполненном из пенополиуретана (ППУ), толщиной 20 мм, глубина заложения трубопровода по верхней образующей 2 м. Температура грунта на поверхности составляет 293 К, начальная температура СПГ 113 К. Исходные данные для моделирования представлены в таблице 3.

В ANSYS Mechanical оценка эквивалентных напряжений проводится в соответствии с теорией удельной потенциальной энергии формообразования (четвертая теория прочности).

Суть ее состоит в том, что разрушение материала при сложном напряженном состоянии наступает тогда, когда энергия разрушения образца достигает значения, достаточного для образования поверхностей разрушения.

Условие прочности тогда имеет вид:

$$\sigma_{\text{экв}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, (1)$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ - главные напряжения, МПа.

Таблица 3. Исходные данные для моделирования

Table 3. Initial data for modeling

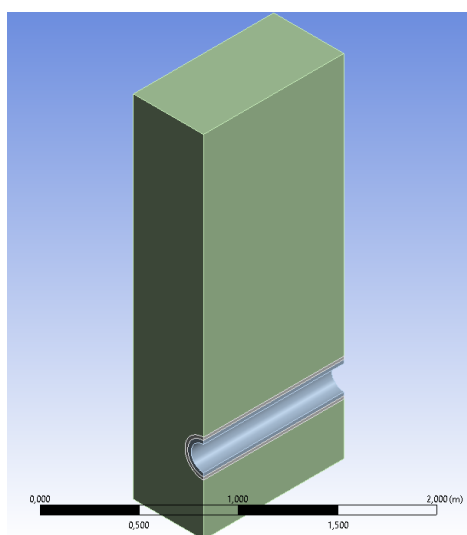
Параметр	Величина
Наружный диаметр d_n , мм	225
Толщина стенки δ , мм	25
Толщина изоляционного покрытия $\delta_{\text{из}}$, мм	20
Глубина заложения по верхней образующей трубы, мм	2 м
Рабочее давление P , МПа	0,6
Плотность СПГ ρ , кг/м ³	421,35
Свойства СВМПЭ	
Плотность трубы $\rho_{\text{тр}}$, кг/м ³	930
Коэффициент линейного теплового расширения, 1/К	$1.5 \cdot 10^{-4}$
Модуль упругости	468,8
Коэффициент Пуассона	0,43
Предел прочности, МПа	37,7
Предел текучести, МПа	28,1
Свойства грунта (глина)	
Модуль деформации грунта, МПа	7,164
Плотность грунта, кг/м ³	1800
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	1900
Свойства изоляционного покрытия ППУ	
Плотность изоляции, кг/м ³	70
Коэффициент линейного теплового расширения, 1/К	0,000114
Модуль упругости, МПа	66,1
Коэффициент Пуассона	0,316
Предел прочности, МПа	2,19
Предел текучести, МПа	1,99

Она хорошо подтверждается опытами с пластическими материалами и имеет широкое распространение в современной практике [32, 33]. Условия пластичности записываются аналогично, только за допускаемое напряжение принимается величина предела текучести.

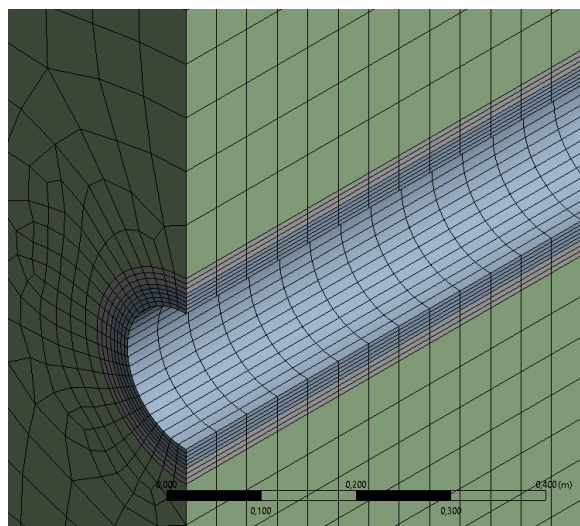
В рамках исследования напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода для транспортировки сжиженного природного газа, выполненного из СВМПЭ, трехмерная модель подземного трубопровода с изоляционным покрытием была построена в SpaceClaim в программном комплексе ANSYS (представлена рисунке 3, а).

Области решений были дискретизированы как конечное число элементов для получения решений численно с использованием методов конечных объемов. Для этого построенная трехмерная модель была разбита на конечное число элементов функцией Mesh, а также с целью уточнения расчета участка трубопровода в изоляционном покрытии применялась функция Edge Sizing для создания дополнительного сгущения сетки (рисунок 3, б).

В результате исследуемый участок грунта с трубопроводом в изоляционном покрытии был разбит на 16320 элементов и 72585 узлов.



а)



б)

- а) трехмерная модель участка подземного трубопровода с изоляцией;
б) построение в ANSYS Mesh

- a) a three-dimensional model of an underground pipeline section with an insulation;
b) modeling in ANSYS Mesh

Рисунок 3. Модель участка подземного трубопровода для транспортировки СПГ
[составлено авторами]

Figure 3. Model of an underground LNG pipeline section
[compiled by the authors]

Свойства применяемых материалов были использованы в соответствии с библиотекой Engineering Data, прочностные свойства СВМПЭ определены по результатам проведенных экспериментов.

Моделирование НДС проводилось с использованием связанного термоструктурного анализа. Моделирование напряжений, возникающих в результате теплового воздействия, осуществлялось в надстройке ANSYS Steady-State Thermal с последующей интеграцией полученных результатов в Static Structural пакета Mechanical [34].

Подземный трубопровод подвержен нагрузкам от собственного веса с изоляцией и продуктом, внутреннему давлению, нагрузке от веса грунта, а также возникающим напряжениям, вызванным внутренним давлением, температурным перепадам [35, 36].

Нагрузка, возникающая от веса трубопровода, изоляционного покрытия и грунта, моделировалась за счет включения в расчет гравитационной постоянной, далее с помощью функции Hydrostatic Pressure учитывался вес перекачиваемой жидкости. Помимо этого, в соответствии с [37] СП 42-103-2004, к трубе была дополнительно приложена распределенная нагрузка величиной 5000 Н/м, учитывающая возможные напряжения при движении транспортных средств. Для имитации закрепления трубопровода была использована функция Fixed Support, исключающая перемещение трубопровода относительно его концов, а также для фиксации трубы в грунте. Граничное условие симметрии включено в расчет для учета осесимметричности решаемой задачи.

Для оценки адекватности разработанной модели был выполнен расчет эквивалентных напряжений согласно СП 42-103-2003 [37].

Расчет на прочность следует выполнять с учетом влияния нагрузок силового и деформационного типов. Под нагрузками силового типа понимаются те, которые возникают из-за веса трубопровода с продуктом и сооружениями, внутреннего давления, дав-

ления грунта. К деформационному типу, прежде всего, относятся воздействия, вызванные разницей температур, неравномерными деформациями грунта, тогда продольные напряжения:

$$\sigma_{np} = \left| \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - \alpha E \Delta t \right|, \quad (2)$$

где μ - коэффициент Пуассона;

p - рабочее давление, МПа;

SDR - стандартное размерное отношение;

α - коэффициент теплового расширения, град⁻¹;

Δt - расчетный температурный перепад, °С;

d - наружный диаметр, м.

Кольцевые напряжения от действия внутреннего давления определялись по выражению:

$$\sigma_{кц} = \frac{p d_{вн}}{2\delta}, \quad (3)$$

где $d_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, м;

δ - толщина стенки трубы, м.

Результаты

На рисунке 4 представлен процесс теплопередачи через стенку трубопровода в изоляционном покрытии. Картина распределения температуры соответствует теоретическим ожиданиям, наблюдается температурный градиент по телу трубы и изоляционному покрытию в плоскости xu , присутствует кольцеобразное нарастание температуры по толщине грунта по мере удаления от трубопровода.

На рисунке 5 представлены результаты моделирования напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода из СВМПЭ.

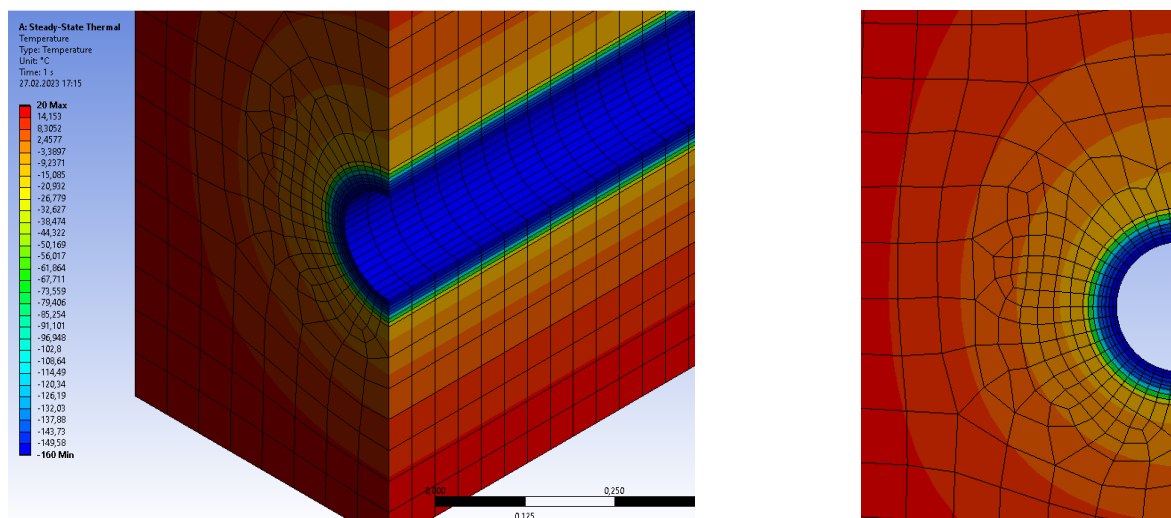


Рисунок 4. Результаты теплового расчета [составлено авторами]

Figure 4. Thermal calculation results [compiled by the authors]

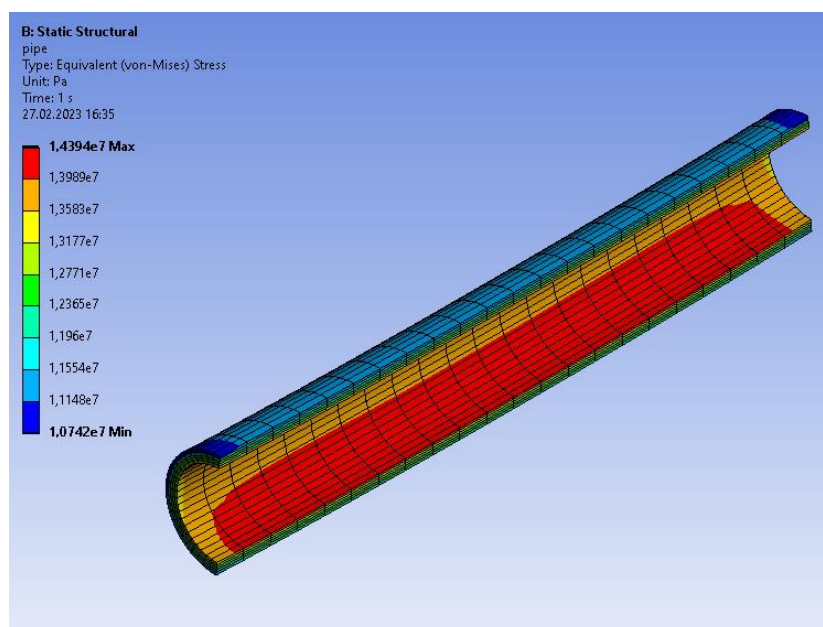


Рисунок 5. Эпюра эквивалентных напряжений участка трубопровода [составлено авторами]

Figure 5. Equivalent stress sheet of a pipeline section [compiled by the authors]

Максимальные напряжения в трубопроводе составили 14,4 МПа и сосредоточены в нижней части трубы, что не превышает предела текучести в 27,1 МПа. Минимальное значение коэффициента запаса прочности составляет 1,95.

На момент подготовки статьи в литературе отсутствуют обширные данные по оценке напряженно-деформированного состояния трубопроводов из СВМПЭ. В этой связи адекватность разрабатываемой модели оценивалась качественно на основании полученных результатов в работе [38]. Количественная оценка проводилась с использованием стандарта [37], который также применим только

для полимерных труб, используемых для сетей газораспределения в ограниченном температурном диапазоне. Характер распределения напряжений соответствует теоретически ожидаемой картине, в ходе расчетов максимальные эквивалентные напряжения составили 12,7 МПа. Таким образом, предложенная модель дает удовлетворительные результаты. СВМПЭ представляет определенный интерес для исследования возможностей его применения при криогенной температуре [39].

На рисунке 6 представлены графики распределения абсолютной и относительной деформаций по длине трубы.

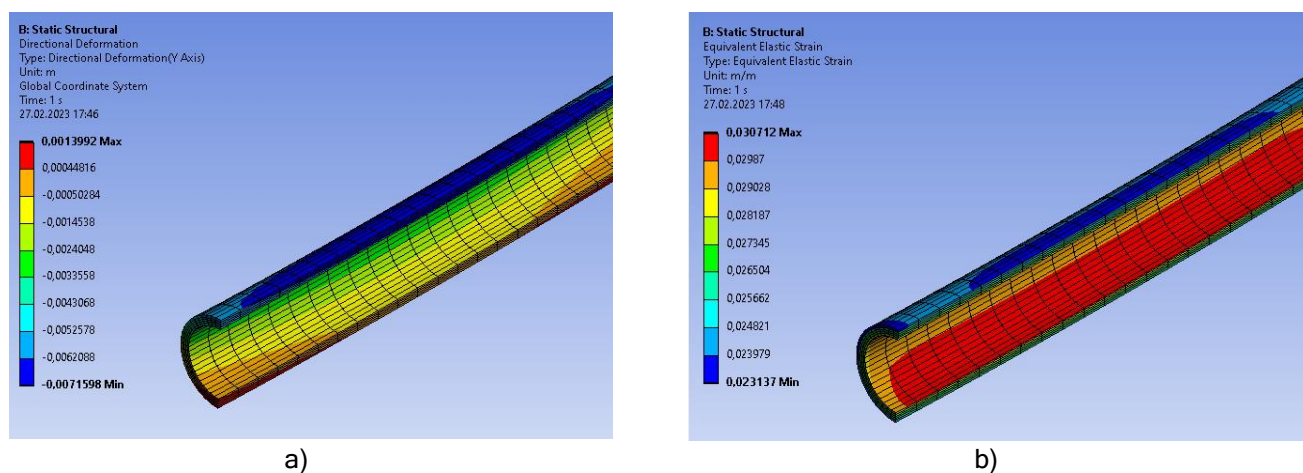


Рисунок 6. Графики распределения относительной и абсолютной деформаций материала трубы

Figure 6. Distribution graphs of relative and absolute deformations of the pipe material

Выводы

В работе представлена трехмерная модель подземного трубопровода для перекач-

ки сжиженного природного газа, изготовленного из сверхвысокомолекулярного полиэтилена с изоляционным покрытием из ППУ. Представлены результаты эксперименталь-

ных исследований СВМПЭ на прочность и на ударную вязкость по методу Шарпи.

Образцы после выдержки в среде жидкого азота продемонстрировали увеличение прочностных свойств в сравнении с испытаниями, проведенными при температуре окружающей среды. Разрушающее напряжение составило 37,7 МПа, предел текучести – 27,1 МПа при температуре жидкого азота, 26,9 МПа и 20,2 МПа – соответственно при температуре окружающей среды. Величина коэффициента ударной вязкости после выдержки в течение 2 ч в среде жидкого азота составила 405,2 кДж/м² и 215,03 кДж/м² для образцов без надреза и с надрезом соответственно. Исходя из этого, можно сделать вывод о сохранении СВМПЭ пластичных свойств при криогенных температурах и высокой стойкости к хрупкому разрушению.

По результатам анализа напряженно-деформированного состояния участка под-

земного трубопровода максимальная величина эквивалентных напряжений составила 14,4 МПа, сосредоточенных в нижней части трубопровода, с минимальным коэффициентом запаса прочности 1,95. Наблюдаемая картина соответствует теоретическим ожиданиям.

Таким образом, СВМПЭ представляет определенный интерес для исследования возможностей его применения при криогенной температуре. Следующим этапом исследований может стать определение температурно-временной зависимости длительной прочности.

Развитие технологий использования полимерных материалов в условиях их эксплуатации при криогенных температурах может найти широкое применение не только в промышленности сжиженного природного газа, но и во всей криотехнике, способствуя увеличению ее эффективности.

Список источников

1. Zihang Fu, Tongwen Shan, Yuxia Yang, Fang Liu Interoperability of LNG Terminals and Gas Pipeline Networks // *Natural Gas Industry B*. 2021. Vol. 8 (1). P. 48-56. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.07.003.
2. Litvinenko V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas // *Resources*. 2020. Vol. 9 (5). P. 59. DOI: 10.3390/resources9050059.
3. Hussein Al-Yafei, Saleh Aseel, Murat Kucukvar, Nuri C. Onat, Ahmed Al-Sulaiti, Abdulla Al-Hajri A Systematic Review for Sustainability of Global Liquefied Natural Gas Industry: A 10-Year Update // *Energy Strategy Reviews*. 2021. Vol. 38. Article No. 100768. DOI: 10.1016/j.esr.2021.100768.
4. Khan M.Sh., Karimi I.A., Wood D.A. Retrospective and Future Perspective of Natural Gas Liquefaction and Optimization Technologies Contributing to Efficient LNG Supply: A Review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017. Vol. 45. P. 165-188. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.04.035.
5. Tcvetkov P.S., Fedoseev S.V. Analysis of Project Organization Specifics in Small-Scale LNG Production // *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 246. P. 678-686. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.10.
6. Sanchez J., Galao O., Torres J., Fullea J., Andrade C., Garcia J.C., Ruesga J., Cano P. 40 Years Old LNG Stainless Steel Pipeline: Characterization and Mechanical Behaviour // *Engineering Failure*

References

1. Zihang Fu, Tongwen Shan, Yuxia Yang, Fang Liu Interoperability of LNG Terminals and Gas Pipeline Networks. *Natural Gas Industry B*, 2021, Vol. 8 (1), pp. 48-56. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.07.003.
2. Litvinenko V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas. *Resources*, 2020, Vol. 9 (5), pp. 59. DOI: 10.3390/resources9050059.
3. Hussein Al-Yafei, Saleh Aseel, Murat Kucukvar, Nuri C. Onat, Ahmed Al-Sulaiti, Abdulla Al-Hajri A Systematic Review for Sustainability of Global Liquefied Natural Gas Industry: A 10-Year Update. *Energy Strategy Reviews*, 2021, Vol. 38, Article No. 100768. DOI: 10.1016/j.esr.2021.100768.
4. Khan M.Sh., Karimi I.A., Wood D.A. Retrospective and Future Perspective of Natural Gas Liquefaction and Optimization Technologies Contributing to Efficient LNG Supply: A Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, Vol. 45, pp. 165-188. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.04.035.
5. Tcvetkov P.S., Fedoseev S.V. Analysis of Project Organization Specifics in Small-Scale LNG Production. *Journal of Mining Institute*, 2020, Vol. 246, pp. 678-686. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.10.
6. Sanchez J., Galao O., Torres J., Fullea J., Andrade C., Garcia J.C., Ruesga J., Cano P. 40 Years Old LNG Stainless Steel Pipeline: Characterization and Mechanical Behaviour. *Engineering Failure*

Analysis. 2017. Vol. 79. P. 876-888. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2017.06.016.

7. Haghighi A., Maleki A., El Haj Assad M. A Review on Heat Transfer Characteristics of Cryogenic Heat Pipes // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2022. Vol. 147. P. 5533-5547. DOI: 10.1007/s10973-021-10918-9.

8. Shammazov I., Karyakina E. The LNG Flow Simulation in Stationary Conditions through a Pipeline with Various Types of Insulating Coating // *Fluids*. 2023. Vol. 8. P. 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.

9. Mokhatab S., Mak J., Valappil J., Wood D. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Houston: Gulf Professional Publishing, 2014. 624 p.

10. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. М.: Нефть и газ, 2009. 640 с.

11. Kim T.-Y., Yoon S.-W., Kim J.-H., Kim M.-H. Fatigue and Fracture Behavior of Cryogenic Materials Applied to LNG Fuel Storage Tanks for Coastal Ships // *Metals*. 2021. Vol. 11 (12). Article No. 1899. DOI: 10.3390/met11121899.

12. Уиллоуби Д.А. Полимерные трубы и трубопроводы: справочник. СПб.: Профессия, 2010. 485 с.

13. Гулин Д.А., Карпова К.Е., Глазков А.С., Насибуллин Т.Р. О применении труб из полимерных материалов для промысловых трубопроводов // *Нефтегазовое дело*. 2020. Т. 18, № 6. С. 107-115. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-6-107-115. EDN: HMWLGB.

14. Толмачев А.А., Иванов В.А., Пономарева Т.Г. К вопросу о применении труб термопластовых армированных для сооружения нефтегазопроводов в Арктике // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2020. Вып. 4 (142). С. 88-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99. EDN: UTILDP.

15. Gustov D.S., Lyubin E.A. Investigating the Possibility of using Fiberglass Reinforced Polyethylene Pipe for the Transportation of Natural Gas // *Indian Journal of Science and Technology*. 2016. Vol. 9 (14). P. 1-11 DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i14/91076.

16. Gogolinskiy K.V., Vinogradova A.A., Kopylova T.N., Povarov V.G., Vasilev E.A., Shchiptsova E.K., Rybkin D.E., Kolobov D.S. Study of Physicochemical Properties of Polyethylene Gas Pipelines Material with a Prolonged Service Life // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2022. Vol. 200. Article No. 104825. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2022.104825.

17. Николаев А.К., Дыкин А.К., Фидус А.И. Снижение гидравлического сопротивления при транспортировке газа по газораспределительным системам // *Neftgaz.RU*. URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/transportirovka/543264-umen-shenie-gidravlicheskogo-soprotivleniya-pri-transporte-gaza-po-gazoraspredelitel'nym-sistemam/> (дата обращения: 22.04.2023).

18. Becerra AFC, d'Almeida JRM. UV Effects on the Tensile and Creep Behaviour of HDPE // *Polymers and Polymer Composites*. 2017. Vol. 25 (5). P. 327-332. DOI: 10.1177/096739111702500502.

19. Marco Contino, Luca Andena, Marta Rink,

Analysis, 2017, Vol. 79, pp. 876-888. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2017.06.016.

7. Haghighi A., Maleki A., El Haj Assad M. A Review on Heat Transfer Characteristics of Cryogenic Heat Pipes. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 2022, Vol. 147, pp. 5533-5547. DOI: 10.1007/s10973-021-10918-9.

8. Shammazov I., Karyakina E. The LNG Flow Simulation in Stationary Conditions through a Pipeline with Various Types of Insulating Coating. *Fluids*, 2023, Vol. 8, pp. 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.

9. Mokhatab S., Mak J., Valappil J., Wood D. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Houston, Gulf Professional Publishing, 2014. 624 p.

10. Rachevskii B.S. *Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy* [Liquefied Hydrocarbon Gases]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2009. 640 p. [in Russian].

11. Kim T.-Y., Yoon S.-W., Kim J.-H., Kim M.-H. Fatigue and Fracture Behavior of Cryogenic Materials Applied to LNG Fuel Storage Tanks for Coastal Ships. *Metals*, 2021, Vol. 11 (12), Article No. 1899. DOI: 10.3390/met11121899.

12. Uilloubi D.A. *Polimernyye truby i truboprovody: spravochnik* [Polymer Pipes and Pipelines: a Guide]. St. Petersburg, Professiya Publ., 2010. 485 p. [in Russian].

13. Gulín D.A., Karpova K.E., Glazkov A.S., Nasibullin T.R. O primenenií trub iz polimernykh materialov dlya promyslovykh truboprovodov [On Application of Pipes from Polymer Materials for Field Pipelines]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 6, pp. 107-115. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-6-107-115. EDN: HMWLGB. [in Russian].

14. Tolmachev A.A., Ivanov V.A., Ponomareva T.G. K voprosu o primenenií trub termoplastovykh armirovannykh dlya sooruzheniya neftegazoprovodov v Arktike [To the Issue of Application of Thermoplastic Reinforced Pipes for the Construction of Oil and Gas Pipelines in the Arctic]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz - Oil and Gas Studies*, 2020, Issue 4 (142), pp. 88-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99. EDN: UTILDP. [in Russian].

15. Gustov D.S., Lyubin E.A. Investigating the Possibility of using Fiberglass Reinforced Polyethylene Pipe for the Transportation of Natural Gas. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016, Vol. 9 (14), pp. 1-11 DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i14/91076.

16. Gogolinskiy K.V., Vinogradova A.A., Kopylova T.N., Povarov V.G., Vasilev E.A., Shchiptsova E.K., Rybkin D.E., Kolobov D.S. Study of Physicochemical Properties of Polyethylene Gas Pipelines Material with a Prolonged Service Life. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2022, Vol. 200, Article No. 104825. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2022.104825.

17. Nikolaev A.K., Dykin A.K., Fidus A.I. Snizhenie gidravlicheskogo soprotivleniya pri transportirovke gaza po gazoraspredelitel'nym sistemam [Reducing Hydraulic Resistance During Gas Transportation Through Gas Distribution Systems]. *Neftgaz.RU*. Available at: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/transportirovka/543264-umen-shenie-gidravlicheskogo-soprotivleniya-pri-transporte-gaza-po-gazoraspredelitel'nym-sistemam/>

Giuliano Marra, Stefano Resta Time-Temperature Equivalence in Environmental Stress Cracking of High-Density Polyethylene // *Engineering Fracture Mechanics*. 2018. Vol. 203. P. 32-43. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2018.04.034.

20. Frank A., Pinter G., Lang R.W. Prediction of the Remaining Lifetime of Polyethylene Pipes after up to 30 Years in Use // *Polymer Testing*. 2009. Vol. 28 (7). P. 737-745. DOI: 10.1016/j.polymertesting.2009.06.004.

21. Николаев А.К., Козьмо Веласкес А.Л. Моделирование процесса разрушения стеклопластиковой трубы // *Записки Горного института*. 2017. Т. 223. С.93-98. DOI: 10.18454/pmi.2017.1.93. EDN: YGCWNR.

22. Coline Roiron, Eric Lainé, Jean-Claude Grandidier, Dominique Olivier, Nicolas Garois, Cathie Vix Study of the Thermomechanical Behavior of UHMWPE Yarns Under Different Loading Paths // *Polymer Testing*. 2020. Vol. 89. Article No. 06717. DOI: 10.1016/j.polymertesting.2020.106717

23. Sixi Zha, Hui-qing Lan, Hui Huang. Review on Lifetime Predictions of Polyethylene Pipes: Limitations and Trends // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2022. Vol. 198. Article No. 104663. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2022.104663.

24. Mouwakeh M., Masri S., Hadj Meliani M., Suleiman R.K., Pluvina G., Nait-Abdelaziz M. Analytical and Numerical Investigation Using Limit Analysis on the Ductile Failure of Pipes Containing Surface Cracks // *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 480-489. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.007.

25. Selyutin G.E. Composite Materials Based on Ultra High Molecular Polyethylene: Properties, Application Prospects // *Chemistry for Sustainable Development*. 2010. Vol. 18. P. 301-314.

26. Patel K., Chikkali S.H., Sivaram S. Ultrahigh Molecular Weight Polyethylene: Catalysis, Structure, Properties, Processing and Applications // *Progress in Polymer Science*. 2020. Vol. 109. Article No. 101290. DOI: 10.1016/j.progpolymsci.2020.101290.

27. Fink J.K. *Handbook of Engineering and Specialty Thermoplastics*. Salem: Scrivener Publishing LLC, 2010. 383 p.

28. Hongtao Liu, Hongmin, Wang Xuemei Ji Tribological Properties of Ultra-High Molecular Weight Polyethylene at Ultra-Low Temperature // *Cryogenics*. 2013. Vol. 58. P. 1-4. DOI: 10.1016/j.cryogenics.2013.05.001.

29. Atli-Veltin B. Cryogenic Composite Fuel Tanks: the Mechanical Performance of Advanced Composites at Low Temperatures // *Materials of AIAA/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference*. Kissimmee, Florida, USA. 2018. DOI: 10.2514/6.2018-0099.

30. ГОСТ 11262-2017 (ISO 527-2:2012). Пластмассы. Метод испытания на растяжение. М.: Стандартинформ, 2018. 24 с.

31. ГОСТ 4647-2015 (ISO 179-1:2010). Пластмассы. Метод определения ударной вязкости по Шарпи. М.: Стандартинформ, 2017. 24 с.

zine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/543264-umenshenie-gidravlicheskogo-soprotivleniya-pri-transporte-gaza-po-gazoraspredelitelnyh-sistemam/ (accessed 22.04.2023). [in Russian].

18. Becerra AFC, d'Almeida JRM. UV Effects on the Tensile and Creep Behaviour of HDPE. *Polymers and Polymer Composites*, 2017, Vol. 25 (5), pp. 327-332. DOI: 10.1177/096739111702500502.

19. Marco Contino, Luca Andena, Marta Rink, Giuliano Marra, Stefano Resta Time-Temperature Equivalence in Environmental Stress Cracking of High-Density Polyethylene. *Engineering Fracture Mechanics*, 2018, Vol. 203, pp. 32-43. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2018.04.034.

20. Frank A., Pinter G., Lang R.W. Prediction of the Remaining Lifetime of Polyethylene Pipes after up to 30 Years in Use. *Polymer Testing*, 2009, Vol. 28 (7), pp. 737-745. DOI: 10.1016/j.polymertesting.2009.06.004.

21. Nikolaev A.K., Koeio Velaskes A.L. Modelirovanie protsessa razrusheniya stekloplastikovo truby [Simulation of the Destruction Process of a Fiberglass Pipe]. *Zapiski Gornogo instituta - Journal of Mining Institute*, 2017, Vol. 223, pp. 93-98. DOI: 10.18454/pmi.2017.1.93. EDN: YGCWNR.

22. Coline Roiron, Eric Lainé, Jean-Claude Grandidier, Dominique Olivier, Nicolas Garois, Cathie Vix Study of the Thermomechanical Behavior of UHMWPE Yarns Under Different Loading Paths. *Polymer Testing*, 2020, Vol. 89, Article No. 06717. DOI: 10.1016/j.polymertesting.2020.106717

23. Sixi Zha, Hui-qing Lan, Hui Huang. Review on Lifetime Predictions of Polyethylene Pipes: Limitations and Trends. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2022, Vol. 198, Article No. 104663. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2022.104663.

24. Mouwakeh M., Masri S., Hadj Meliani M., Suleiman R.K., Pluvina G., Nait-Abdelaziz M. Analytical and Numerical Investigation Using Limit Analysis on the Ductile Failure of Pipes Containing Surface Cracks. *Engineering Failure Analysis*, 2019, Vol. 104, pp. 480-489. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.007.

25. Selyutin G.E. Composite Materials Based on Ultra High Molecular Polyethylene: Properties, Application Prospects. *Chemistry for Sustainable Development*, 2010, Vol. 18, pp. 301-314.

26. Patel K., Chikkali S.H., Sivaram S. Ultrahigh Molecular Weight Polyethylene: Catalysis, Structure, Properties, Processing and Applications. *Progress in Polymer Science*, 2020, Vol. 109, Article No. 101290. DOI: 10.1016/j.progpolymsci.2020.101290.

27. Fink J.K. *Handbook of Engineering and Specialty Thermoplastics*. Salem, Scrivener Publishing LLC, 2010. 383 p.

28. Hongtao Liu, Hongmin, Wang Xuemei Ji Tribological Properties of Ultra-High Molecular Weight Polyethylene at Ultra-Low Temperature. *Cryogenics*, 2013, Vol. 58, pp. 1-4. DOI: 10.1016/j.cryogenics.2013.05.001.

29. Atli-Veltin B. Cryogenic Composite Fuel Tanks: the Mechanical Performance of Advanced

32. Орешко Е.И., Ерасов В.С., Гриневич Д.В., Шершак П.В. Обзор критериев прочности материалов // Труды ВИАМ. 2019. Вып. 9 (81). С. 108-126. DOI: 10.18577/2307-6046-2019-0-9-108-126. EDN: WPTYCD.
33. Van Krevelen D.W., Te Nijenhuis Klaas Properties of Polymers. Their Correlation with Chemical Structure; their Numerical Estimation and Prediction from Additive Group Contributions. Amsterdam: Elsevier Science, 2009. 1004 p.
34. ANSYS. Inc. Mechanical User's Guide. Canonsburg: ANSYS Inc., 2021. 2548 p.
35. Ying Wu, Xiao You, Sixi Zha Investigation of Mechanical Behavior of Buried DN110 Polyethylene Pipe with a Scratch Defect Under Land Subsidence // Engineering Failure Analysis. 2021. Vol. 125. Article No. 105371. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2021.105371.
36. Xiangpeng Luo, Shunli Lu, Jianfeng Shi, Xiang Li, Jinyang Zheng Numerical Simulation of Strength Failure of Buried Polyethylene Pipe Under Foundation Settlement// Engineering Failure Analysis. 2015. Vol. 48. P. 144-152. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2014.11.014.
37. СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. М.: ЗАО «Полимергаз», 2004. 90 с.
38. Hongfang Lu, Xiaonan Wu, Houming Ni, Mohammadamin Azimi, Xuanchen Yan, Yingqi Niu Stress Analysis of Urban Gas Pipeline Repaired by Inserted Hose Lining Method // Composites Part B: Engineering. 2020. Vol. 183. Article No. 107657. DOI: 10.1016/j.compositesb.2019.107657.
39. Пат. 2761148 РФ, МПК F 16 L 9/12. Способ транспортировки криогенных жидкостей / Е.Д. Карякина, А.В. Шалыгин, И.А. Шаммазов. 2021114128, Заявлено 19.05.2021; Опубл. 06.12.2021. Бюл. 34.
- Composites at Low Temperatures. *Materials of AIAA/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference*. Kissimmee, Florida, USA, 2018. DOI: 10.2514/6.2018-0099.
30. GOST 11262-2017 (ISO 527-2:2012). *Plastmassy. Metod ispytaniya na rastyazhenie* [State Standard 1262-2017 (ISO 527-2:2012). Plastics. Tensile test Method]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 24 p. [in Russian].
31. GOST 4647-2015 (ISO 179-1:2010). *Plastmassy. Metod opredeleniya udarnoi vyazkosti po Sharpi* [State Standard 4647-2015 (ISO 179-1:2010). Plastics. Charpy Impact Strength Method]. Moscow, Standartinform Publ., 2017. 24 p. [in Russian].
32. Oreshko E.I., Erasov V.S., Grinevich D.V., Shershak P.V. Obzor kriteriev prochnosti materialov [Review of Criteria of Durability of Materials]. *Tруды ВИАМ - Proceedings of VIAM*, 2019, Issue 9 (81), pp. 108-126. DOI: 10.18577/2307-6046-2019-0-9-108-126. EDN: WPTYCD. [in Russian].
33. Van Krevelen D.W., Te Nijenhuis Klaas Properties of Polymers. Their Correlation with Chemical Structure; their Numerical Estimation and Prediction from Additive Group Contributions. Amsterdam, Elsevier Science, 2009. 1004 p.
34. ANSYS. Inc. Mechanical User's Guide. Canonsburg, ANSYS Inc., 2021. 2548 p.
35. Ying Wu, Xiao You, Sixi Zha Investigation of Mechanical Behavior of Buried DN110 Polyethylene Pipe with a Scratch Defect Under Land Subsidence. *Engineering Failure Analysis*, 2021, Vol. 125, Article No. 105371. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2021.105371.
36. Xiangpeng Luo, Shunli Lu, Jianfeng Shi, Xiang Li, Jinyang Zheng Numerical Simulation of Strength Failure of Buried Polyethylene Pipe Under Foundation Settlement. *Engineering Failure Analysis*, 2015, Vol. 48, pp. 144-152. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2014.11.014.
37. SP 42-103-2003. *Proektirovanie i stroitel'stvo gazoprovodov iz polietilenovykh trub i rekonstruktsiya iznoshennykh gazoprovodov* [SP 42-103-2003. Design and Construction of Gas Pipelines from Polyethylene Pipes and Reconstruction of Worn-out Gas Pipelines]. Moscow, ZAO «Polimergaz» Publ., 2004. 90 p. [in Russian].
38. Hongfang Lu, Xiaonan Wu, Houming Ni, Mohammadamin Azimi, Xuanchen Yan, Yingqi Niu Stress Analysis of Urban Gas Pipeline Repaired by Inserted Hose Lining Method. *Composites Part B: Engineering*, 2020, Vol. 183, Article No. 107657. DOI: 10.1016/j.compositesb.2019.107657.
39. Karyakina E.D., Shalygin A.V., Shammazov I.A. *Sposob transportirovki kriogennykh zhidkostei* [Method of Cryogenic Liquid Transportation]. Patent RF, No. 2761148, 06.12.2021. [in Russian].

Информация об авторах

• Шаммазов Ильдар Айратович, доктор технических наук
Санкт-Петербургский горный университет
Профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: shammazov_ia@pers.spmi.ru

• Карякина Екатерина Денисовна
Санкт-Петербургский горный университет
Аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: s195079@stud.spmi.ru

• Шалыгин Алексей Викторович, кандидат технических наук
Санкт-Петербургский горный университет
Доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: Shalygin_AV@pers.spmi.ru

Information about the authors

• Shammazov Ildar A., Doctor of Engineering Sciences
Saint-Petersburg Mining University
Professor of Transportation and Storage of Oil and Gas Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106, Russia
e-mail: shammazov_ia@pers.spmi.ru

• Karyakina Ekaterina D.
Saint-Petersburg Mining University
Postgraduate Student of Oil and Gas Transportation and Storage Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106, Russia
e-mail: s195079@stud.spmi.ru

• Shalygin Aleksey V., Candidate of Engineering Sciences
Saint-Petersburg Mining University
Assistant Professor of Oil and Gas Transportation and Storage Department
2, 21st Line, Saint-Petersburg, 199106, Russia
e-mail: Shalygin_AV@pers.spmi.ru

Статья поступила в редакцию 23.03.2023; одобрена после рецензирования 18.04.2023; принята к публикации 10.05.2023.

The article was submitted 23.03.2023; approved after reviewing 18.04.2023; accepted for publication 10.05.2023.