

УДК 621.643.07:621.642.07

## Анализ технических решений в области транспорта и хранения сжиженного природного газа

Канд. техн. наук В. А. ВОРОНОВ<sup>1</sup>, Е. Д. КАРЯКИНА<sup>2</sup>, Э. В. АХМЕРОВ<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Voronov\_VA@pers.spmi.ru, <sup>2</sup>sl72206@stud.spmi.ru, <sup>3</sup>sl72216@stud.spmi.ru

Санкт-Петербургский горный университет

*В связи с быстрым ростом потребления сжиженного природного газа (СПГ) вопросы осуществления его транспорта и хранения становятся все более актуальными. Наибольшее внимание исследователей привлекает транспорт СПГ по трубопроводам, так как он связан с целым рядом проблем, таких как предотвращение образования двухфазного потока по всей длине трубопровода, первоначальное заполнение и захлаживание трубы, подбор материала трубопровода, обеспечивающий необходимый запас прочности и устойчивости, грамотный выбор изоляционного покрытия и т. д. В данной работе проанализированы возможные пути решения этих проблем, описаны различные типы материалов трубопроводов, и предложено использование полимеров в качестве материала трубопровода для транспорта СПГ при низких отрицательных температурах. Предложена последовательная методика гидравлического расчета СПГ-трубопровода. На сегодняшний день хранение крупных объемов СПГ осуществляется в хранилищах изотермического типа. При проектировании систем хранения СПГ необходимо учитывать большое количество факторов, таких как особенности местности, геологии, метеорологии, особые требования по экологии, безопасности и др. В данной работе рассмотрены основные типы применяемых конструкций резервуаров, а также материалов, используемых для их сооружения. Помимо этого, предложен способ подземного хранения, который заключается в сооружении хранилища в толще породы бесшахтным способом. Грунты в условиях крайнего севера на определенной глубине всегда находятся в вечно-мерзлом состоянии и обладают несущей способностью, позволяющей при определенных условиях сооружать резервуары больших объемов с наименьшими металлозатратами. Для обеспечения охлаждения предлагается применить термосифоны. Сделаны выводы о достоинствах и недостатках предлагаемых технических решений.*

**Ключевые слова:** СПГ, низкотемпературный трубопровод, подземное низкотемпературное хранилище, гидравлический расчет трубопровода СПГ, полимеры, кольцо холода, термосифоны.

### Информация о статье:

Поступила в редакцию 29.06.2019, принята к печати 29.08.2019

DOI: 10.17586/1606-4313-2019-18-3-15-22

Язык статьи — русский

### Для цитирования:

Воронов В. А., Карякина Е. Д., Ахмеров Э. В. Анализ технических решений в области транспорта и хранения сжиженного природного газа // Вестник Международной академии холода. 2019. № 3. С. 15–22.

## Analysis of technical solutions in transport and storage of liquefied natural gas

Ph. D. V. A. VORONOV<sup>1</sup>, E. D. KARYAKINA<sup>2</sup>, E. V. AKHMEROV<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Voronov\_VA@pers.spmi.ru, <sup>2</sup>sl72206@stud.spmi.ru, <sup>3</sup>sl72216@stud.spmi.ru

Saint-Petersburg Mining University

*Due to the rapid growth in consumption of liquefied natural gas (LNG) the issues of its transportation and storage are becoming increasingly relevant. The biggest attention of researchers is focused at the transport of LNG with the use of pipelines. That type of transportation has a wide variety of problems, such as preventing the formation of two-phase flow along the entire length of the pipeline, initial filling and cooling of the pipe, selection of the pipeline material that provides the necessary margin of safety and stability, good choice of insulation coating and etc. This article describes possible solutions for these problems and various types of pipeline materials. Polymers are proposed as a material of low-temperature pipeline. A consistent methodology for the hydraulic calculation of an LNG pipeline is suggested. So far the storage of LNG in large volumes has been carried out in isothermal storage facilities. When designing LNG storage systems it is necessary to take into account large number of factors, such as terrain features, geology, meteorology, special requirements for ecology, safety, etc. This paper considers the main types of tank structures used, as well as the materials applying for their construction. In addition, a method of underground storage is proposed which consists in the construction of a repository in the rock mass by a shaftless method. The presented storage method focuses on the harsh conditions of the Extreme North. Soils in that area at a certain depth are always in the permafrost state and have a soil strength that allows, under certain conditions, to build tanks of large volumes with the lowest metal consumption. To ensure cooling, it is suggested applying thermosiphons. Conclusions are drawn about advantages and disadvantages of the technical solutions described.*

**Keywords:** LNG, low-temperature pipeline, underground low-temperature storage, hydraulic calculation of LNG pipeline, polymers, thermosiphons, cold ring.

#### Article info:

Received 29/06/2019, accepted 29/08/2019

DOI: 10.17586/1606-4313-2019-18-3-15-22

Article in Russian

#### For citation:

Voronov V. A., Karyakina E. D., Akhmerov E. V. Analysis of technical solutions in transport and storage of liquefied natural gas. *Vestnik Mezhdunarodnoi akademii kholoda*. 2019. No 3. p. 15–22.

## Введение

Исследования о применимости магистрального трубопроводного транспорта СПГ ведутся с 80 годов XX века специалистами США, Канады и бывшего СССР, однако до сих пор не было разработано единой методики проектирования и сооружения этих систем. Существует несколько основных типов конструкций хранилищ СПГ, но из-за необходимости учета большого количества факторов, все проекты являются уникальными. Эти проекты разрабатываются индивидуально нефтегазовыми компаниями, являются дорогостоящими, а информация о них носит закрытый характер. Поэтому в рамках данной работы предложены варианты возможного сокращения трудовых и финансовых затрат на их осуществление.

Рынок СПГ является самым динамично-развивающимся среди углеводородного сырья, этим объясняется актуальность изучения вопросов, связанных с развитием технологий и обеспечением безопасности систем транспорта и хранения СПГ.

## Существующие решения в области трубопроводного транспорта сжиженных газов

С 70 годов XX века начинается все большее распространение передачи жидких криопродуктов по трубопроводам. Помимо широкого использования трубопроводов небольшой длины для конструкций обвязки между отдельными устройствами, был построен целый ряд крупных трубопроводов для перекачки сжиженного природного газа, нефтяного газа, жидкого водорода и кислорода. Так еще в 70 годах на территории США действовали трубопроводы:

- жидкого кислорода, диаметром 150 мм, длиной 450 м;
- жидкого азота, диаметром 150 мм и 400 мм, длиной 450 м и 150 м, соответственно [1].

В Борнео был построен трубопровод для сжиженного природного газа диаметром 450 мм и длиной 9 км.

Одним из самых интересных проектов последнего времени является Camisea в Перу. Газ с месторождения поступает на завод сжижения и оттуда уже в сжиженном виде направляется по подводным трубопроводам напрямую к танкерам.

Трубопровод служит для транспортировки сжиженного нефтяного газа температурой  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , глубина заложения 2 м [2].

Стоит отметить, что приведенные выше примеры реализации трубопроводного транспорта сжиженных газов относятся прежде всего к нефтяному газу и техно-

логическим линиям. На данный момент магистральный трубопроводный транспорт СПГ отсутствует.

## Основные проблемы осуществления трубопроводного транспорта СПГ

Трудность перекачки СПГ по трубопроводам заключается в возможности возникновения двухфазного потока из-за притока тепла из окружающей среды. Наличие двухфазного потока приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода, способствует возникновению кавитации и срыву работы насосов. Для предотвращения образования двухфазного потока помимо глубокого охлаждения жидкости и применения качественной многослойной изоляции необходимо, чтобы на всем протяжении трассы трубопровода давление в любой его точке было выше давления насыщенных паров СПГ для данной температуры.

Следующая проблема заключается в первоначальном охлаждении и заполнении трубопровода. Эти процессы связаны с возникновением таких газогидродинамических неблагоприятных эффектов, как пульсации давления; гейзерные эффекты; гидравлические удары. Гейзерные эффекты возникают из-за разницы температур между поступающим на заполнение сжиженным природным газом и трубопроводом, из-за чего часть СПГ перегревается и начинает интенсивно кипеть. Давление резко возрастает и происходит выброс жидкости обратно в опорожняемое хранилище. Из-за циклического характера действующих эффектов возникают пульсации давления. Они представляют наиболее опасное явление, так как в процессе заполнения величины колебания давления могут превышать рабочее в 3–5 раз. Согласно международному опыту по сооружению технологических трубопроводов криогенных жидкостей рекомендуется предварительно охлаждать трубопровод газовой фазой до промежуточного уровня, что позволит значительно сократить температурные деформации трубопровода, и как следствие, сократить неблагоприятные газогидродинамические явления при закипании СПГ в процессе заполнения трубопровода [3, 4].

Режимы перекачки и конструктивные характеристики необходимо выбирать таким образом, чтобы снизить время его захолаживания. Для поддержания необходимого рабочего давления и расхода газа на входе рекомендуется выполнять выпуск паровой фазы по мере движения потока спустя определенные интервалы времени. За счет этого достигается большая скорость продвижения фронта жидкости, так как газ не прогоняется по всей длине трубопровода.

Выбор материалов для сооружения трубопровода СПГ

На сегодняшний день стали являются основным материалом, используемым для изготовления сооружений, машин и механизмов, работающих при криогенных температурах. Материал в этих условиях должен обеспечивать высокий уровень прочности в сочетании с высокими показателями по ударной вязкости и низкой склонностью к хрупкому разрушению.

Широкое распространение получили хромоникелевые стали, которые сохраняют высокую пластичность и вязкость в широком температурном диапазоне, и относятся к коррозионно-стойким. Примером сталей этого класса является марка 12X18H10T. Помимо дефицитности никеля и высокой стоимости, недостатком сталей данной группы являются невысокие прочностные характеристики при стандартных условиях. Исходя из этого, в последнее время наблюдается переход к сталям, в которых доля никеля, как легирующего элемента, снижается за счет применения марганца. С целью дополнительного упрочнения материала в состав вводится азот для стабилизации аустенита [5].

В 80-е годы прошлого века, советскими учеными проводились исследования возможности применения магистрального трубопроводного транспорта СПГ, тогда же были разработаны Р 585–85 «Рекомендации по проектированию газопроводов, транспортирующих охлажденный газ». Было рекомендовано применять сталь 10ХГНМАЮ на прямолинейных участках трассы трубопровода. Для изогнутых и компенсационных участков рекомендовано применение стали марки 10Х14Г14Н4Т.

Межгосударственный стандарт ГОСТ Р 57431–2017 «Газ природный сжиженный. Общие характеристики» предъявляет общие требования к области применения конструкционных материалов в индустрии сжиженного природного газа. В качестве материала, используемого для трубопроводов и резервуаров, рекомендовано применение железоникелевой стали инвар, содержащей 36% никеля. В табл. 1 приведены основные величины, описывающие механические свойства сталей, применяющихся в криогенной технике.

Таблица 1  
Средние величины основных механических показателей хладостойких сталей

Table 1  
Average values of the main mechanical characteristics of cold-resistant steels

Марка стали	T, K	$\sigma_b$ , МПа	$\sigma_{0.2}$ , МПа	$\delta$ , %	KCV, Дж/см <sup>2</sup>
12X18H10T	293	660	280	65	360
	77	1520	450	36	300
10X14Г14Н4Т	293	820	270	62	280
	77	1350	430	40	280
36НХ	293	428	257	50	282
	77	850	570	43	260

Согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», конструкция тепловой изоляции для поверхностей с температурой ниже окружающей среды состоит из нескольких слоев (теплоизоляционного, пароизоляционного, покровного) и элементов

крепления, не ухудшающих изоляционных свойств материала.

Широкое применение для криогенных трубопроводов находит изоляция: жесткими материалами (пенополиуретановая), экранно-вакуумная, порошковая (перлитная, аэрогель), на основе вспененных полимеров. Наиболее эффективной (табл. 2) считается экранно-вакуумная изоляция, она представляет собой большое количество экранирующих слоев из тонкого алюминия, разделенных между собой «пакетом» из стеклотумаги. Вся эта конструкция помещена под вакуум величиной не более 0,0013 Па [3]. Стоит отметить, что экранно-вакуумная изоляция имеет высокую стоимость и изготавливается только для трубопроводов малого диаметра (не выше 264 мм).

Таблица 2  
Основные характеристики различных типов изоляции криогенных конструкций

Table 2  
Main characteristics of different cryogenic constructions insulation types

Теплоизоляция	Эффективная теплопроводность, Вт/(м·К)	Наружный диаметр теплоизоляции для трубопровода Ду20, мм	Потери азота на испарение на 10 м трубопровода, л/ч
Экранно-вакуумная	$1,0 \cdot 10^{-4}$	55	0,33
На основе аэрогеля	0,012	85	3,1
Вспененный синтетический каучук	0,027	125	4,2

В связи с дефицитностью криогенной стали на основе никеля и ее высокой ценой, стоит обратить внимание на возможность применения, в качестве конструкционного материала трубопровода, полимерных материалов. Эти материалы обладают меньшим весом, более низкой теплопроводностью, что позволяет частично или полностью отказаться от использования дорогостоящей изоляции. Полимеры стойки к агрессивным веществам грунта и не подвержены электрохимической коррозии.

Сейчас происходит интенсивное развитие полимерных и композитных материалов на основе них. К полимерам нового поколения относится сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ), обладающий высокой удельной прочностью, превышающей углеродные, армидные волокна.

Прочностные характеристики полимеров: предел прочности и модуль упругости значительно ниже, чем у стали. Анализ данных источников [6, 7] по вопросам работоспособности комбинированных полимерных материалов (стеклопластика) при низких температурах показал, что значение показателя модуля упругости меняется незначительно, даже наблюдается некоторое его увеличение.

В работе [8] выяснено, что полиэтиленовые трубы обладают значительной стойкостью к деформированию при длительном действии одноосного нагружения в квазиравновесных условиях при низких температурах (до –80°С), что выражалось в увеличении предела текучести полимеров при снижении температуры.

По этой причине, представляется перспективным изучение вопроса применения полимерных труб для низкотемпературного трубопроводного транспорта, но требуется детальное исследование прочностных свойств полимеров.

### Гидравлический расчет

Проектирование трубопровода начинается с его гидравлического расчета, позволяющего определить диаметр трубы и давление, создаваемое перекачиваемой средой. В связи с отсутствием в русскоязычной литературе последовательного описания гидравлического расчета для СПГ-трубопровода, в данной работе была произведена адаптация классического гидравлического расчета трубопровода.

СПГ представляет собой многокомпонентную смесь метана, этана, пропана, бутана и азота. Для определения плотности компонента смеси сжиженного природного газа выполнено преобразование распространенной формулы для определения расчетной плотности нефти, в которой плотность, относящаяся к стандартным условиям, была заменена на плотность при температуре нормального кипения. С учетом выполненного анализа статических данных, характера изменения плотности в зависимости от температуры, была получена зависимость:

$$\rho = \rho_0 - \alpha(T - T_0), \quad (1)$$

где  $\rho_0$  — плотность компонента при температуре нормального кипения,  $\text{кг/м}^3$ ;  $T_0$  — температура нормального кипения,  $\text{K}$ ;  $\alpha$  — градиент распределения плотности в зависимости от температуры,  $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ , температурная поправка.

Градиент распределения плотности можно получить на основании экспериментальных данных измерения плотностей для каждого компонента смеси при различных температурах.

Вязкость компонента смеси предлагается определять по формуле:

$$\lg(\mu_i) = A \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{B} \right), \quad (2)$$

где  $A$  и  $B$  — константы в уравнении вязкости [9].

Давление насыщенного пара компонента смеси, можно определить по формуле Антуана:

$$\lg(p) = A - \frac{B}{C + T}, \quad (3)$$

где  $A$ ,  $B$  и  $C$  — константы уравнения Антуана [9].

Определив параметры состояния смеси, далее по известным формулам классической гидравлики вычисляется ориентировочное значение внутреннего диаметра трубопровода, числа Рейнольдса, определение режима течения и общих потерь напора и давления.

Для определения ориентировочного давления в начале участка трубопровода, делается допущение, что давление в конце участка равно давлению насыщения СПГ, тогда давление в начале будет складываться из потерь давления по длине трубы и давления в конце участка трубопровода [10].

Отличительной особенностью трубопроводного транспорта СПГ является необходимость поддерживать

поток в однофазном состоянии, который зависит от распределения температуры и давления по длине трубопровода. Если давление в трубопроводе упадет ниже упругости паров при данной температуре, начнется кипение жидкости, и образующийся пар будет заполнять сечение трубопровода, что, помимо снижения пропускной способности, может привести к возникновению аварийной ситуации (срыву работы насосов). В связи с этим, необходимо определить давление потока в наивысшей точке трассы трубопровода, как наиболее опасной. Это давление можно определить, записав уравнение Бернулли, для участка трубопровода:

$$\frac{p_B}{\gamma} = (z_1 - z_B) + \frac{p_1}{\gamma} - h_B, \quad (4)$$

где  $\gamma$  — удельный вес,  $\text{Н/м}^3$ ;  $h_B$  — потери напора на участке до наиболее возвышенной точки.

Согласно представленным в работе [3] данным, для надежной работы рекомендуется принимать минимальное значение давления в трубопроводе выше давления насыщения на 0,5–0,7 МПа, поэтому давление в начале и в конце участка трубопровода увеличено на 0,5 МПа.

В табл. 3 показаны результаты расчета для смеси сжиженного природного газа состава (в % об.): метан 99,8, азот 0,13, этан 0,07, температура транспортируемого продукта 143 К.

Таблица 3

### Результаты расчета

Table 3

#### Calculation results

Параметр	Величина
Плотность $\rho_{см}$ , $\text{кг/м}^3$	375,71
Коэффициент динамической вязкости $\mu$ , $\text{Па} \cdot \text{с}$	$6,562 \cdot 10^{-5}$
Упругость паров, $p_{см}$ , МПа	0,74
Диаметр трубопровода, мм	480
Коэффициент гидравлического сопротивления, $\lambda$	0,016
Потери напора, м	148,66
Давление в опасной точке, МПа	1,51
Давление в начале участка трубопровода, МПа	1,78
Давление в конце участка трубопровода, МПа	1,24

### Обзор конструкций изотермических хранилищ СПГ

Выбор типа конструкции резервуара для хранения СПГ зависит от множества факторов, таких как: рельеф местности, проектирование, безопасность, геология, метеорология, экология, а также особенности применяемых норм и правил [11, 12]. Однако независимо от строения, все хранилища объединяет изотермический способ хранения, заключающийся в постоянном поддержании отрицательной температуры и давления близком к атмосферному.

Можно выделить четыре вида конструкции резервуаров. Наиболее распространенным типом является одностенный, свободно стоящий цилиндрический резервуар, с возведенной вокруг него защитной дамбой, выполненной из земли или железобетона (рис. 1). Данный тип резервуара состоит из двух оболочек, кольцевое пространство между которыми заполнено теплоизоляционным материалом. Толщина теплоизоляции выбирается

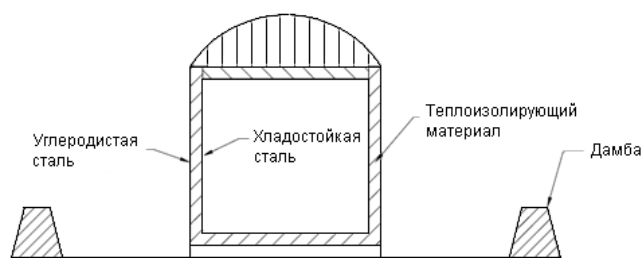


Рис. 1. Схематическое изображение одностенного резервуара

Fig. 1. Scheme of a single-shell tank

с целью уменьшить потери СПГ за счет испарения на величину до 0,05–0,06% в сутки от общего объема хранимой жидкости. В качестве изоляционного материала применяется вспученный перлит, блоки из пеностекла, маты из стекловолокна или пенополиуретан.

Внутренняя оболочка, выдерживающая гидростатическое давление сжиженного природного газа и находящаяся под высокими отрицательными температурами, выполняется из алюминия или хладостойкой стали с 9-ти процентным содержанием никеля [13].

Наружная оболочка выполняется из углеродистой стали. Она не способна выдерживать высокие отрицательные температуры, поэтому, в случае повреждения внутренней оболочки, произойдет утечка СПГ, которая будет сдерживаться дамбой, не допуская дальнейшего разлива жидкости. Защитная дамба резервуара должна располагаться на расстоянии, не превышающем 6 м от наружной оболочки [14].

Минусом резервуаров данного типа, помимо слабой защищенности от внешних опасностей, таких как пожар, взрывы и атмосферные явления, также является большая площадь необходимая для возведения одного резервуара, которая в основном используется для строительства защитной дамбы.

К следующему типу относятся двустенные резервуары (рис. 2, а). Данный тип является результатом доработки конструкции резервуара первого типа, в котором возведенная вокруг резервуара дамба, заменяется железобетонной оболочкой, расположенной на расстоянии 1–2 м, и основанием. Данное обновление помогло существенно снизить площадь, занимаемую резервуаром, а также обеспечить повышенную защищенность от внешних опасностей.

Отличие третьего типа (рис. 2, б) от предыдущих заключается в добавлении железобетонной крыши, повышающей дополнительную защищенность от внешних опасностей, а также позволяющей удерживать как жидкость, так и пары СПГ в случае аварийных ситуаций [15].

Четвертый тип — мембранные резервуары, результат работы компании Gaztranspot & Technigaz (GTT), выполненные на основе технологий, используемых в морском транспорте СПГ. Мембранная оболочка представляет собой несколько слоев различных материалов, основной особенностью которой представляет верхний слой или первичный барьер, выполненный из тонкого гофрированного листа из нержавеющей стали толщиной 1,2 мм. Он контактирует с жидкостью и обеспечивает компенсацию температурных напряжений [16].

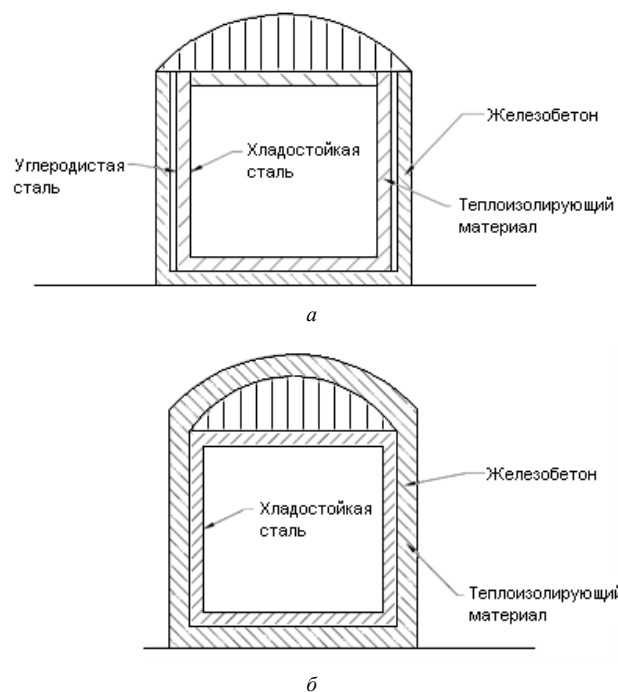


Рис. 2. Схематическое изображение двустенного резервуара (а) и с цельной железобетонной защитной оболочкой (б)

Fig. 2. Scheme of a double-shell tank (a) and a tank with monolithic reinforced concrete protective shell (b)

### Подземные изотермические хранилища СПГ

Помимо наиболее часто встречающихся наземных резервуаров, существуют еще подземные. Они отличаются повышенным уровнем защиты не только от аварийных ситуаций, возникающих при эксплуатации резервуарного парка, но и от природных катаклизмов, таких как землетрясение, цунами, смерчи и др., а также от угроз, связанных с террористическими или военными актами.

Подземные резервуары распространены на приемных терминалах, расположенных в сейсмически опасных районах, таких как Япония, Южная Корея и Тайвань. Также хранилища возможно располагать на близком расстоянии друг к другу, позволяя тем самым сократить занимаемое пространство и возводить резервуарные парки на ограниченных площадях портовых зон [17].

С точки зрения особенности расположения относительно уровня земли, можно отметить две группы резервуаров — заглубленные (рис. 3, а), у которого сферическая крыша хранилища выступает над верхней образующей и подземные (рис. 3, б), когда хранилище полностью погружено в землю.

Конструктивно такие резервуары не сильно отличаются от наземных образцов. Внутренняя оболочка может быть, как мембранной, так и выполненной из хладостойкой стали. Используются аналогичные теплоизоляционные материалы. Наружная оболочка — предварительно напряженный железобетон.

### Подземные изотермические хранилища СПГ в вечномерзлых грунтах

Наряду с масштабным освоением территорий арктического шельфа, необходимо разрабатывать новые технологии хранения СПГ, которые будут экономически оправданы в суровых условиях крайнего севера. Одним

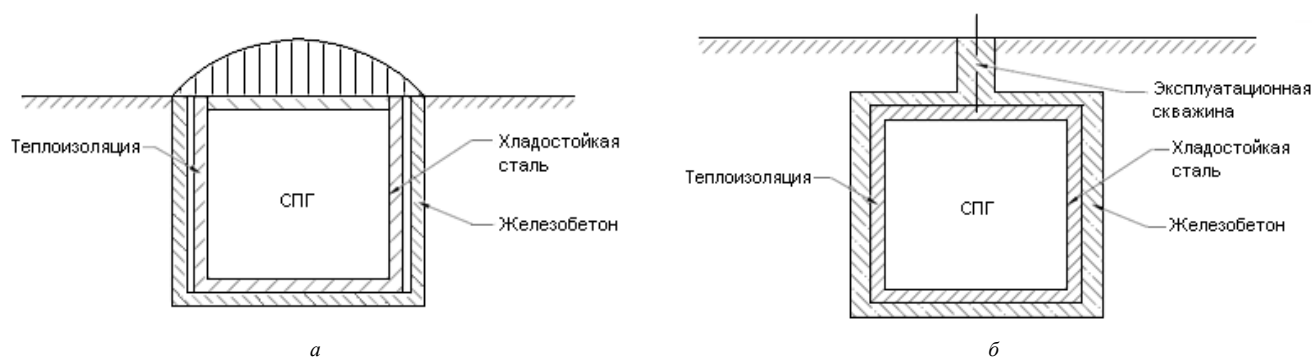


Рис. 3. Схематическое изображение заглубленного (а) и подземного резервуара (б)

Fig. 3. Scheme of submerged (a) and underground tank (b)

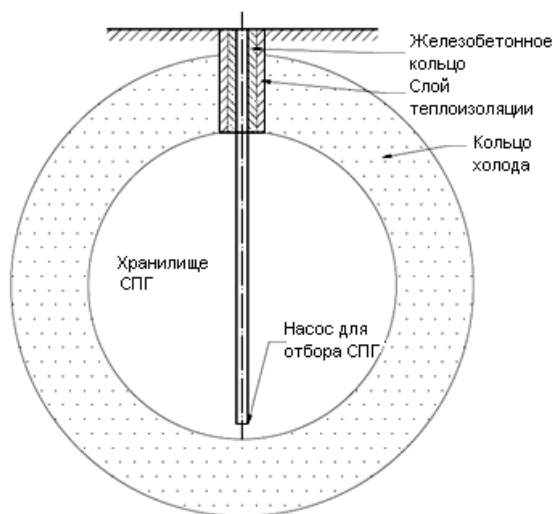


Рис. 4. Схематическое изображение подземного резервуара

Fig. 4. Scheme of underground tank

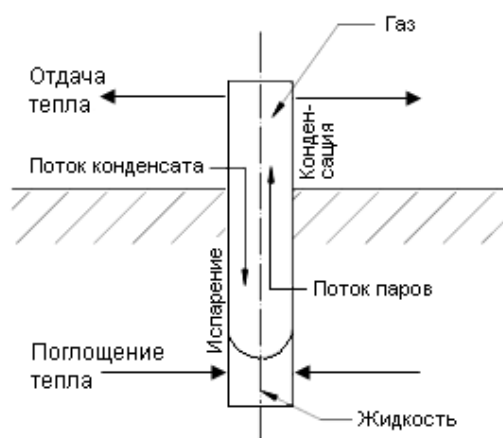


Рис. 5. Схема охлаждающего устройства

Fig. 5. Scheme of cooling device

из вариантов является подземное хранение в вечно-мерзлых грунтах. Такой грунт обладает необходимым запасом прочности, т. к. все время находится под воздействием отрицательных температур, а также свойствами, которые при определенных условиях позволят сооружать резервуары различных объемов.

Отличительной особенностью таких резервуаров (рис. 4) является снижение затрат на сооружение железобетонной и теплоизоляционной оболочки. При заполнении резервуара произойдет образование кольца холода [18], которое в дальнейшем будет поддерживаться буферным объемом СПГ. Кольцо послужит барьером между теплообменом извне с хранящейся жидкостью, тем самым уменьшая величину испарения продукта и препятствуя растеплению грунта вокруг выработки, сохраняя прочностные характеристики мерзлой породы.

### Охлаждающие устройства

Для поддержания кольца холода вокруг подземного резервуара, возможно использование охлаждающие устройства (ОУ) или термосифоны, цель которых состоит в поддержании грунта в мерзлом состоянии. Конструктивно ОУ представляют собой герметичную трубку (рис. 5) с хладагентом (углекислота и др.), состоящую

из двух секций: испарительная, размещаемая в грунте, и радиаторная, расположенная над верхней образующей. Принцип работы состоит в следующем: при снижении температуры окружающей среды относительно температуры грунта пары хладагента начинают конденсироваться в верхней части, в результате чего понижается давление и хладагент в нижней части начинает вскипать и испаряться. Этот процесс сопровождается переносом тепла из испарительной части в радиаторную.

Также стоит отметить, что отличительными способностями такого метода охлаждения породы является автономность и независимость от источников электроэнергии [19–21].

### Заключение

Проблемы технического характера, такие как высокая стоимость комплектующих, отсутствие собственных технологий производства, недостаточная и неполная проработка нормативно-технической базы, являются факторами, которые сдерживают развитие передовых проектов транспорта и хранения сжиженного природного газа.

Выполненная адаптация и систематизация справочных данных позволяет провести начальный гидрав-

лический расчет трубопровода СПГ. Трубопровод позволит существенно увеличить транспортируемые объемы, обойдя по производительности, доминирующий на сегодняшний день в этой области, морской способ транспортировки. Предложенный трубопровод из высокомолекулярного полиэтилена обладает рядом преимуществ над трубопроводом, выполненным из криогенной стали, таких как низкая теплопроводность, отсутствие коррозии, меньший удельный вес, больший срок службы.

Тема хранения СПГ на сегодняшний день достаточно развита, но в связи с необходимостью учета многих особенностей, индивидуальных для каждого проекта, хранилище СПГ всегда представляет собой уникальное сооружение. Предложенный способ хранения СПГ в вечномёрзлых грунтах, позволит сократить наземные площади, требуемые для сооружения наземных резервуаров, уменьшить теплообмен с окружающей средой и сэкономить на дорогостоящей криогенной стали и комплектующих резервуаров СПГ.

## Литература

## References

1. Малков М. П., Данилов И. Б., Зельдович А. Г., Фрадков А. Б. Справочник по физико-техническим основам криогеники. Под ред. М. П. Малкова. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 432 с.
2. McKinnon Colin, Offredi Michael, Ollier Pierre. Camisea offshore loading system — design and construction of Subsea LPG Pipelines // The 28th Annual Offshore Pipeline Technology Conference, Amsterdam, March 2005.
3. Рачевский Б. С. Сжиженные углеводородные газы. М.: Нефть и Газ, 2009. 640 с.
4. Сафонов В. С. Обоснование режимных параметров технологических трубопроводов комплексов СПГ с учетом требований промышленной безопасности. // Вести газовой науки. 2017. № 1 (29) с. 83–99.
5. Солнцев Ю. И., Пряхин Е. И. Материаловедение: Учебник для вузов. Изд. 4-е, перераб. и доп. СПб.: Химиздат, 2007. 784 с.
6. Стручков А. С. Хладостойкость и особенности сопротивления разрушению нефтегазовых пластмассовых труб: дис... д-ра техн. наук. Якутск: Институт неметаллических материалов СО РАН, 2005. 398 с.
7. Бабенко Ф. И., Булманис В. Н., Родионов А. К. Инженерная климатология полимерных материалов // Физико-технические проблемы Севера (ч. II): сборник тр. международн. конф. Якутск, 2000. С. 62–81.
8. Аношкин А. Н., Пospelov А. Б., Якушев Р. М. Особенности деформирования и разрушения комбинированных полимерных труб при низких температурах // Вестник ПНИПУ. Механика. 2014. № 2 С. 5–28.
9. Рид Р., Праусниц Дж. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова — Л.: Химия, 1982. 592 с.
10. Земенков Ю. Д. Газовые сети и газохранилища — М.: ИРЦ Газпром, 2004. 360 с.
11. Воронов В. А., Любин Е. А., Загороднева Е. Ю. Обеспечение экологической и пожарной безопасности хранения сжиженного природного газа в криогенных резервуарах // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2015. №S7. с. 759–767.
12. Краснова В. С., Мартынюк В. Ф. Барьеры безопасности на хранилищах сжиженного природного газа // Труды российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. 2011. № 1 (262). с. 154–161.
13. Бармин И. В., Кунис И. Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / Под ред. Архарова А. М. М.: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2009. 256 с.
14. J. de Wit. EEMUA recommendations for the design and construction of refrigerated liquefied gas storage tanks, 1988.
1. Malkov M. P., Danilov IB, Zeldovich AG, Fradkov AB, Reference book on the physico-technical basics of cryogenics. Under the editorship of MP Malkova. the third edition, revised and enlarged. Moscow: Energoatomizdat, 1985. 432 p. (in Russian)
2. McKinnon Colin, Offredi Michael, Ollier Pierre. Camisea offshore loading system — Subsea LPG Pipelines. The 28th Annual Offshore Pipeline Technology Conference, Amsterdam, March 2005.
3. Rachevsky B. S. Liquefied hydrocarbon gases. Moscow: Neft and Gas, 2009. 640 p. (in Russian).
4. Safonov V. S. Justification of operating parameters of technological pipelines of LNG complexes taking into account industrial safety requirements. Vesti gazovoy nauki. 2017. No. 1 (29) p. 83–99. (in Russian)
5. Solntsev Yu. I., Pryakhin E. I. Materials Science: A textbook for universities. Fourth edition, revised and supplemented. Saint-Petersburg: Khimizdat, 2007. 784 p. (in Russian)
6. Struchkov A. S. Cold resistance and features of resistance to destruction of oil and gas plastic pipes: dis. D. Sc. Yakutsk, Institute of Nonmetallic Materials SB RAS. 2005. 398 p. (in Russian)
7. Babenko F. I., Bulmanis V. N., Rodionov A. K. Engineering Climatology of Polymeric Materials. Physical and Technical Problems of the North (Part II): Third International. Conf. Yakutsk, 2000. p. 62–81 (in Russian)
8. Anoshkin A. N., Pospelov A. B., Yakushev R. M. Features of deformation and destruction of combined polymer pipes at low temperatures. Bulletin of PNRPU Mechanics. 2014. No 2 P. 5–28. (in Russian)
9. Reid R., Prausnitz J., Sherwood T. Properties of gases and liquids: a reference guide / Translated from English by B. I. Sokolova. Leningrad, Chemistry, 1982. 592 p. (in Russian)
10. Zemenkov Yu. D. Gas networks and gas storages. Moscow, IRTs Gazprom, 2004. 360 p. (in Russian)
11. Voronov V. A., Lyubin E. A., Zagorodneva E. Yu. Ensure environmental and fire safety of liquefied natural gas storage in cryogenic tanks. Mining University Analytical Bulletin. 2015. No S7. p. 759–767. (in Russian)
12. Krasnova V. S., Martynyuk V. F. Safety barriers in liquefied natural gas storage. Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2011. No 1 (262) p. 154–161. (in Russian)
13. Barmin I. V., Kunis I. D. Liquefied natural gas yesterday, today, tomorrow / Ed. Arkharova A. M. Moscow, \ MSTU N. E. Bauman, 2009. 256 p. (in Russian)
14. J. de Wit. Recommendations for refrigerated liquefied gas storage tanks, 1988.

15. Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David A. Wood. Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier Inc., 2014. 590 p.
16. Иванцова С. Г. Анализ технических решений при изготовлении и строительстве мембранных изотермических резервуаров сжиженного природного газа // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. 2018. № 2. с. 44–48.
17. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. 159 с.
18. Eui-Seob Park, So-Keul Chung, Dae-Hyuk Lee and Taek-Gon Kim. Innovative Method of LNG Storage in Underground Lined Rock Caverns // Natural Gas Extraction to End Use. 2012. p. 159–180.
19. Ананьев В. В. Термостабилизация грунтов с помощью низкотемпературных природных хладагентов // Решетневские чтения 2017. с. 61–62.
20. Ананьев В. В. Моделирование двухфазного термосифона // Решетневские чтения 2015. с. 62–65.
21. Комаров И. А., Ананьев В. В., Бек Д. Д. К проблеме использования хладоресурса сжиженного природного газа для целей термостабилизации грунтов. // Криосфера Земли. 2015. Т. XIX, № 2. с. 75–80.
15. Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David A. Wood. Handbook of Liquefied Natural Gas, Elsevier Inc., 2014. 590 p.
16. Ivantsova S. G. Analysis of technical solutions in the manufacture and construction of isothermal membrane tanks of liquefied natural gas. *Design, construction and operation of gas and oil wires and gas and oil storages*. 2018. No 2. P. 44–48. (in Russian)
17. Fedorova E. B. The current state and development of the global liquefied natural gas industry: technologies and equipment. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. 159 p. (in Russian)
18. Eui-Seob Park, So-Keul Chung, Dae-Hyuk Lee and Taek-Gon Kim. Innovative Method of LNG Storage in the Underground Lined Rock Caverns. *Natural Gas Extraction to End Use*. 2012. p. 159–180.
19. Ananiev V. V. Thermal stabilization of soils with the help of low-temperature natural refrigerants. *Reshetnev Readings*. 2017. p. 61–62. (in Russian)
20. Ananiev V. V. Simulation of a two-phase thermosyphon // Reshetnev Readings 2015. p.: 62–65 (in Russian);
21. Komarov, I. A., Ananiev, V. V., Bek, D. D. To the problem of using the cold resource of liquefied natural gas for the purpose of thermal stabilization of soils. *Earth's cryosphere*. 2015. Vol. XIX, No. 2. p. 75–80. (in Russian)

### Сведения об авторах

#### Воронов Владимир Александрович

к. т. н., доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2, Voronov\_VA@pers.spmi.ru.

#### Карякина Екатерина Денисовна

магистрант кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2, s172206@stud.spmi.ru.

#### Ахмеров Эрик Викторович

магистрант кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2, s172216@stud.spmi.ru.

### Information about authors

#### Voronov Vladimir Aleksandrovich

Ph. D., Associate Professor of the department of transport and storage of oil and gas of Saint-Petersburg Mining University, 2, 21st Line, St. Petersburg 199106, Russia, Voronov\_VA@pers.spmi.ru.

#### Karyakina Ekaterina Denisovna

Graduate student of the department of transport and storage of oil and gas of Saint-Petersburg Mining University, 2, 21st Line, St. Petersburg 199106, Russia, s172206@stud.spmi.ru.

#### Akhmerov Erik Victorovich

Graduate student of the department of transport and storage of oil and gas of Saint-Petersburg Mining University, 2, 21st Line, St. Petersburg 199106, Russia, s172216@stud.spmi.ru.

## О Перечне рецензируемых научных изданий

В соответствии с приказом Минобрнауки России от 25 июля 2014 г., 1 декабря 2015 г. сформирован Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.

**Вестник Международной академии холода** включен в Перечень рецензируемых научных изданий (по состоянию на 18.07.2019 г.) под № 359.

Подробная информация о группах научных специальностей/научным специальностям и соответствующим им отраслям науки, по которым журнал включен в Перечень, на сайте ВАК:

<https://vak.minobrnauki.gov.ru/uploader/loader?type=19&name=3344114001&f=3706>