

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 199-211. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 6. P. 199-211. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 519.711.3:665.725

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-199-211

УПРОЩЕННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КРИОГЕННОГО ТРУБОПРОВОДА ВЫНОСНЫХ СООРУЖЕНИЙ НАЛИВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Иван Михайлович Ванчугов, Сергей Максимович Ватузов,
Константин Сергеевич Резанов, Роман Алексеевич Шестаков

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Автор, ответственный за переписку

Иван Михайлович Ванчугов, vanchugov.i@gubkin.ru

Аннотация. Природный газ — полезное ископаемое, являющееся наиболее экологически чистым энергетическим ископаемым сырьем. В последние десятилетия разведанные запасы природного газа сравнялись по своим показателям с нефтяными и, более того, продолжают активно расти. В связи с этим актуальным становится вопрос транспорта и хранения природного газа. Одним активно развивающимся направлением стала индустрия сжижения природного газа, его транспортировки и распределения.

В работе рассматриваются вопросы отгрузки сжиженного природного газа (СПГ) в танкеры-газовозы при его крупнотоннажном производстве. Авторами предлагается использование выносных систем налива (ВСН) для СПГ аналогично подобным устройствам для налива нефти в танкеры. Однако, основной особенностью ВСН СПГ является криогенный трубопровод от береговых сооружений до ВСН. В связи с этим необходимо составить упрощенную математическую модель криогенного трубопровода с учетом теплообмена с окружающей средой и выделения тепла в ходе диссипации энергии за счет сил вязкого трения.

В ходе численного моделирования была получена зависимость максимального расстояния перекачки при заданном перепаде между температурой СПГ на береговых сооружениях и максимальной требуемой температурой налива СПГ в газовоз. Также была проведена оценка влияния каждой составляющей уравнения теплопритока — теплообмена с окружающей средой и нагрева СПГ за счет сил вязкого трения.

В качестве примера был выбран участок протяженностью 10 км, и проведено моделирование распределения температуры, а также требуемого давления на береговых сооружениях, необходимого для обеспечения заданной скорости погрузки газовоза и температуры подаваемого СПГ.

Для цитирования

Ванчугов И.М., Ватузов С.М., Резанов К.С., Шестаков Р.А. Упрощенный гидравлический расчет криогенного трубопровода выносных сооружений налива сжиженного природного газа // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 199-211. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-199-211>.

Ключевые слова

сжиженный природный газ;
водородсодержащий газ;
изотермический трубопровод;
теплоизоляция; криогенный
трубопровод; сжиженный
природный газ

Original article

SIMPLIFIED HYDRAULIC CALCULATION OF THE CRYOGENIC PIPELINE OF EXTERNAL FACILITIES FOR FILLING LIQUEFIED NATURAL GAS

Ivan M. Vanchugov, Sergey M. Vatuzov, Konstantin S. Rezanov, Roman A. Shestakov

Russian state university of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russia

Corresponding author

Ivan M. Vanchugov, vanchugov.i@gubkin.ru

Abstract. Natural gas is a mineral that is the most environmentally friendly energy fossil raw material. In recent decades, proven natural gas reserves have equaled oil reserves in terms of their indicators and, moreover, continue to grow actively. In this regard, the issue of transportation and storage of natural gas becomes relevant. One actively developing area has become the industry of natural gas liquefaction, transportation and distribution.

The paper discusses the issues of shipment of liquefied natural gas (LNG) to gas tankers during its large-tonnage production. The authors propose the use of remote filling systems (VSN) for LNG in a similar way to similar devices for filling oil into tankers. However, the main feature of the VSN LNG is the cryogenic pipeline from the onshore facilities to the VSN. In this regard, it is necessary to make a simplified mathematical model of a cryogenic pipeline taking into account heat exchange with the environment and heat release during energy dissipation due to viscous friction forces.

In the course of numerical simulation, the dependence of the maximum pumping distance was obtained for a given difference between the temperature of LNG on shore facilities and the maximum required temperature of LNG loading into a gas carrier. The influence of each component of the heat flow equation — heat exchange with the environment and LNG heating due to viscous friction forces was also evaluated.

As an example, a section with a length of 10 km was selected and a simulation of the temperature distribution, as well as the required pressure on shore structures necessary to ensure a given loading speed of the gas carrier and the temperature of the supplied LNG was carried out.

Keywords

LNG; remote filling facilities; isothermal pipeline; thermal insulation; cryogenic; pipeline; liquefied natural gas

For citation

Vanchugov I.M., Vatuzov S.M., Rezanov K.S., Shestakov R.A. Uproshchennyj gidravlicheskiy raschet kriogennoy truboprovoda vynosnyh sooruzhenij naliva szhizhennogo prirodnogo gaza // [Simplified hydraulic calculation of the cryogenic pipeline of external facilities for filling liquefied natural gas] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 6. pp. 199-199-211. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-199-199-211>.

Введение

Природный газ — полезное ископаемое, являющееся наиболее экологически чистым энергетическим сырьем. В последние десятилетия разведанные запасы природного газа сравнялись по своим показателям с нефтяными и, более того, продолжают активно расти. В связи с этим актуальным становится вопрос транспорта и хранения природного газа. Одним активно развивающимся направлением стала индустрия сжижения природного газа, его транспортировки и распределения.

Сжиженный природный газ — отличный способ хранения природного газа за счет сокращения объема более чем в 600 раз, а также

перспективное направление для осуществления транспорта в связи с удалением месторождений от крупных потребителей.

Возникающие проблемы при отгрузке и приеме СПГ в условиях слабо развитой инфраструктуры, мелководья, осложненных климатических и географических условиях, делают актуальным создание проекта по строительству выносного сооружения налива СПГ.

Реализованных проектов по строительству такого рода причальных сооружений для СПГ в мире нет, что делает актуальным более подробное изучение типов и видов конструкций выносных сооружений налива (ВЧН) с целью применения для промышленности СПГ.

Оценка существующих сооружений для погрузки/разгрузки СПГ. Производство сжиженного природного газа (СПГ), как правило, укрупненно подразделяется на крупнотоннажное — сжижение более 1 млн. тонн в год и поставку на мировые рынки крупных объемов [1], и малотоннажное, ориентированное на местного потребителя с целью газификации в основном удаленных территорий, либо для использования в качестве газомоторного топлива [2].

Крупнотоннажное производство СПГ в России на данный момент представлено двумя заводами — первый крупнотоннажный завод СПГ был построен на юге острова Сахалин в рамках реализации проекта «Сахалин-2» в 2009 году (проектная мощность 9,6 млн тонн, ресурсная база — Лунское месторождение). Вторым крупнотоннажным заводом является «Ямал-СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения, реализованный в рамках совместного предприятия ОАО «Новатэк», концерна Total Energies, CNPC и Фонда Шёлкового пути. Также планируется в начале 2024 года ввод первой технологической линии проекта «Арктик СПГ-2» [3].

Отгрузка СПГ на крупнотоннажных проектах осуществляется при помощи сооружения отгрузочного комплекса, расположенного на удалении от берега и соединенного с береговыми сооружениями переходными мостами или эстакадами. Данное решение рекомендовало как безопасный и надежный метод, но ключевым ограничивающим фактором является ограничение по длине эстакады, проведении сопутствующих подготовительных работах дна, а также возможная необходимость строительства ледозащиты для замерзающих акваторий.

В качестве возможных решений предлагается рассмотреть использование выносного причального сооружения. Данный вариант не имеет проектов-аналогов, что делает актуальным более подробное изучение типов и видов конструкций выносных сооружений налива (ВСН) с целью применения для СПГ промышленности [4].

Причальные сооружения для отгрузки СПГ. Одним из примеров, реализованных в условиях крайнего севера, является отгрузочный порт на проекте «Ямал СПГ». Для борьбы с вышеперечисленными проблемами была сформирована закрытая акватория, когда

судно бункруется в порту, и проведен ряд операций:

- выполнены дноуглубительных работ для прокладки фарватера и создания операционного пространства для танкеров-газовозов с осадкой около 12 м, а также поддержание первоначально сформированной глубины на протяжении всего срока эксплуатации объекта;

- сформирован подходной канал длиной 6 км, шириной 495 м, отметкой дна минус 15,1 м; морской канал длиной 49 км, шириной 295 м, отметкой дна минус 15,1 м; акватория порта с отметкой дна минус 15,2 м;

- строительство портовых защитных сооружений [5];

- возведение ледозащищенной эстакады и причальной стенки для 300-метровых танкеров-газовозов;

- постоянная работа ледоколов, предотвращающих полное замерзание воды в акватории порта [6].

Из-за огромного объема требуемых работ, данный метод требует огромных капитальных затрат и может быть применен только при реализации масштабного проекта, такого как «Ямал СПГ», где порт — это единственный способ для завоза крупномодульного оборудования, материалов, всей необходимой техники и инструментов [7].

Второй пример успешно реализованного отгрузочного причала СПГ в составе порта «Пригородное» проекта «Сахалин-2». Отгрузочный причал СПГ имеет длину 805 м. и оборудован четырьмя стендерами (шарнирно-сочлененные автоматизированные системы для налива СПГ), два из которых для отгрузки, один используется для возврата отпарного газа и одним универсальным (резервным). Эстакада включает 10 опор и 11 металлических пролетных ферм, образуя два уровня (девять ферм по 80 м и две фермы длиной 40 и 50 м). На верхнем уровне проложены электрические кабели, а также четырехметровое дорожное полотно, на нижнем уровне проложены трубопроводы СПГ, вспомогательные коммуникации и пешеходная дорожка шириной в 1 м.

Сжиженный газ поступает из резервуаров хранения в береговые трубопроводы, которые далее подсоединяются к отгрузочным стендерам, и далее поступает в емкости хранения газозова.

Глубина швартовой стенки составляет 14 м, причал позволяет производить отгрузочные операции (продолжительность от 6 до 16 часов) с газовозами грузоподъемностью от 18 до 145 тыс. м³. Причал готов к обслуживанию примерно 160 танкеров-перевозчиков СПГ в год [8–9].

Сопоставляя предлагаемое альтернативное с береговым отгрузочным причалом, стоит отметить, что выносное причальное сооружение обладает рядом преимуществ — отпадает необходимость строительства полноценной портовой инфраструктуры и проведения дорогостоящих дноуглубительных работ, связанных с необходимостью разработки подходного канала для газовозов с большой осадкой.

Конструктивные особенности криогенного выносного причала отгрузки СПГ.

Криогенный выносной причал для отгрузки СПГ был разработан компанией Blue water в партнерстве с Shell Project & Technology. Общий вид причала и его конфигурация представлены на рисунке 1. Прототипом для

данной конструкции послужила ВПУ, спроектированная также компанией Blue water и расположенная в Обской губе Карского моря [4].

Установка отгрузки предполагает расположение в мелководной зоне для сокращения затрат на протяженные трубопроводы и одновременную возможность использования судов с большой осадкой без необходимости подготовки подходного канала. Конструкция оборудована одним или несколькими отгрузочными криогенными шлангами, а также линией возврата паров, которые продуваются согласно нормативным требованиям. Сжиженный природный газ постоянно циркулирует по двум ниткам трубопроводов типа «труба в трубе».

Данная установка позволяет производить отгрузку согласно необходимому проектному значению, которое может соответствовать как крупнотоннажной производительности, так и малотоннажной. Примеры характеристик ВСН для отгрузки СПГ приведены в таблице 1 [4].

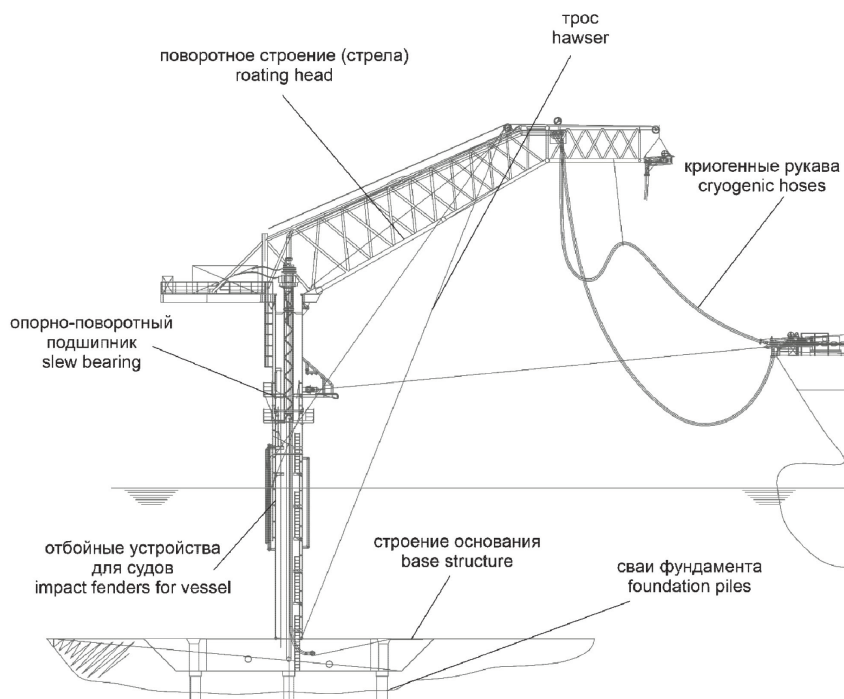


Рисунок 1. Схема конструкции криогенного выносного причала

Figure 1. Cryogenic mooring design diagram

Таблица 1. Пропускные способности криогенного выносного причала

Table 1. Capacity of cryogenic mooring

Производительность СПГ	Малотоннажная	Крупнотоннажная
Размеры СПГ-шланга, мм	254	508
Интенсивность перекачки СПГ, м ³ /ч	1000–1500	8000–15 000
Возврат паров	По необходимости проекта	Линия возврата паров

При различных конфигурациях системы отгрузки криогенный выносной причал обеспечивает экономичную отправку СПГ, особенно для небольших по производительности проектов. Согласно компании-проектировщика Blue water ВСН допускает возможную минимизацию затрат, во многом обоснованную отсутствием необходимости строительства причалов, волнорезов и ледозащитных сооружений, однако важным остается вопрос установки причала с забивкой большого количества свай, а также привлечения дорогостоящей техники для подготовки дна в точке установки причала, объем которой зависит в первую очередь от механических свойств грунта [4].

Необходимо отметить, что отгрузка с помощью гибких рукавов не входит в область законодательства: на данный момент согласно «Правил безопасности объектов сжиженного природного газа», утвержденным приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 521, где указано, что отгрузка СПГ осуществляется исключительно через стендер, имеющий шарнирные соединения и изготовленный из марок стали, устойчивых к перекачиваемой среде и воздействию криогенных температур. Важно отметить, что отгрузочный рукав предполагается изготавливать из криогенных полимерных материалов, а не из резины, что не попадало бы в ГОСТ ISO 1436-2020 «Рукава резиновые и рукава в сборе. Рукава гидравлические с металлическими оплетками для жидкостей на нефтяной или водной основе». Данное допущение показывает дальнейшую необходимость в разработке нормативной документации в области отгрузки СПГ при помощи гибких криогенных рукавов.

Потери энергии СПГ в криогенном трубопроводе

Предполагается, что на трубопроводе для выносного сооружения налива СПГ не строится промежуточных охлаждающих станций, и газ должен оставаться в сжиженном виде при погрузке в танкеры. Параметры газа должны определяться целесообразными параметрами газа, поступающего в танкеры.

Для определения суммарного расхода СПГ в трубопроводе и потерь энергии при его перекачке необходимо определить следующее [10]:

— работа сил трения в трубопроводе:

$$A_{\text{тр}} = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{\omega^2 \cdot G}{2 \cdot g} = 8 \cdot \frac{\lambda}{\pi^2 \cdot \rho^2} \cdot \frac{G^3}{D^5} \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}} \right), \quad (1)$$

где ω — скорость потока, средняя по сечению (м/с); ρ — плотность СПГ (кг/м³); L_0 — длина газопровода (м); D — внутренний диаметр газопровода (м); G — массовый расход СПГ (кг/с); λ — коэффициент гидравлического сопротивления;

— расчет коэффициента гидравлического сопротивления. В общем случае при турбулентном неизоэтермическом течении сжимаемой жидкости по трубопроводу коэффициент гидравлического сопротивления (λ) является величиной переменной по длине трубопровода и зависит от величины числа Рейнольдса, шероховатости труб и распределения температуры по сечению трубопровода.

Однако по экспериментальным исследованиям течения различных криогенных жидкостей (азот, кислород, водород) [11] в шероховатых трубах были сделаны выводы, что при развитом турбулентном течении коэффициент гидравлического сопротивления практически не зависит от продольного градиента температуры.

Формула для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + 2 \cdot \frac{k_z}{D} \right)^{0,2}, \quad (2)$$

где k_z — эквивалентная шероховатость трубопровода.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{w \cdot D \cdot \rho}{\mu}, \quad (3)$$

где μ — динамическая вязкость СПГ, которая в общем случае является функцией давления и температуры.

Для расчета изменения вязкости СПГ в зависимости от давления и температуры была использована следующая эмпирическая зависимость:

$$\mu(P, T) = \mu(T) + B \cdot \rho^n = \mu(T) + B \cdot \left(\frac{1}{v} \right)^n, \quad (4)$$

где $\mu(T)$ — вязкость метана в зависимости от температуры в линии насыщения в (Па·с); v — удельный объем (см³/г); B и n — постоянные эмпирические коэффициенты, которые равны соответственно для метана $B = 0,0477$; $n = 1,5$.

Для определения $\mu(T)$ используется уравнение Андраде в виде:

$$\mu(T) + k = a \cdot \exp \left(\frac{m}{T_{\Pi}} \right), \quad (5)$$

где $T_{\Pi} = \frac{T}{T_k}$ — приведенная температура; T_k — критическая температура;

a — постоянная для данного вещества величина (для метана $a = 2,365 \cdot 10^{-2}$); m и k — функции молекулярного веса данного вещества и определяются по формулам:

$$m = 0,058 + 0,3815 \cdot \ln M; \quad (6)$$

$$k \cdot 10^5 = \left(\frac{12,7}{140,255} - 2200 \right) \cdot m, \quad (7)$$

где M — молекулярный вес данного вещества [12];

— приток тепла из внешней среды. Приток тепла из внешней среды на 1 километр длины газопровода определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\text{вн}} = k \cdot \pi \cdot D \cdot \Delta t_{\text{ср}} \cdot \left(\frac{\text{Вт}}{\text{км}} \right), \quad (8)$$

где $\Delta t_{\text{ср}}$ — средняя разность температуры между внешней средой и сжиженным газом в газопроводе. Принимаем, что $\Delta t_{\text{ср}}$ одинакова на протяжении всего газопровода [13]; k — значение коэффициента теплопередачи.

Формулы (1–4) выведены при следующих предположениях:

— коэффициент гидравлического сопротивления λ принят постоянным для всей расчетной длины газопровода;

— скорость движения потока ω принята постоянной на всей расчетной длине газопровода, т.е. ω — некоторое усреднение. Таким образом, для расчета потерь энергии, сжиженный газ предполагается несжимаемым и не учитывается изменение плотности газа по длине трубопровода, ρ — так же некоторая усредненная величина плотности;

— средняя разность температур $\Delta t_{\text{ср}}$ принята одинаковой для всех участков трубопровода;

— состояние газа в начале и конце принимается по требуемым технологическим соображениям;

— максимальная длина участка трубопровода без дополнительных охлаждающих станций принимается по состоянию газа в начале и в конце участка в соответствии с уравнением состояния газа, по которому определяются расчетные значения энтальпии в начале и $[i_{\text{н}}]$ конце $[i_{\text{к}}]$ участка [14, 15].

Расчет значения коэффициента теплопередачи. Для трубопровода с механической изоляцией при любом способе прокладки трубопровода (надземный, подземный или подводный) полный коэффициент теплопередачи от СПГ в окружающую среду может быть вычислен по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{D}{2 \cdot \lambda_{\text{м}}} \cdot \ln \frac{D_{\text{нар}}}{D} + \frac{D}{2 \cdot \lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{нар}}} + \frac{1}{\alpha_2} \cdot \frac{D_{\text{нар}}}{D_{\text{из}}}} \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}} \right), \quad (9)$$

где $D, D_{\text{нар}}, D_{\text{из}}$ — соответственно внутренний и наружный диаметры стенок и наружный диаметр изоляции (м); α_1, α_2 — коэффициенты теплоотдачи газа и окружающей среды соответственно ($\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$); — коэффициент теплопроводности изоляции ($\text{Вт}/\text{м} \cdot \text{град}$).

В связи с тем, что при перекачке СПГ по трубопроводу будет иметь место развитое турбулентное течение ($Re = 10^6 \div 10^7$ и более), а также из-за достаточно малой толщины стенки трубопровода ($\delta = 10 \div 15$ мм) и высокого коэффициента теплоотдачи металла трубопровода, то величинами $\left(\frac{1}{\alpha_1} \right)$ и $\left(\frac{D}{2 \cdot \lambda_{\text{м}}} \cdot \ln \frac{D_{\text{нар}}}{D} \right)$ без допущения значительной погрешности (менее 1 %) можно пренебречь по сравнению с другими членами формулы.

Внешний коэффициент теплоотдачи рассчитывается через коэффициент Нуссельта [16]:

$$\alpha_2 = Nu \cdot \frac{\lambda_{\text{в}}}{D_{\text{из}}}. \quad (10)$$

Согласно источнику [17] $\frac{1}{\alpha_2} \frac{D_{\text{нар}}}{D_{\text{из}}}$ составляет от 2 до 3 %.

В связи с этим, допуская незначительную погрешность в 3–5 %, которую можно в итоге можно учесть некоторым запасом k можно считать постоянным по длине и равным:

$$k = \frac{2 \cdot \lambda_{\text{из}}}{D \cdot \ln \frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{нар}}}} \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}} \right). \quad (11)$$

Допускаемые погрешности применимы при толщине изоляции, превышающей 100–250 мм [18].

Определение оптимальных параметров трубопровода СПГ. Состояние газа должно задаваться по технологическим условиям погружки СПГ в танкер [19].

Величина $i_{\text{к}}$ оказывает влияние на эффективность использования холода при погружке в танкер. Наиболее целесообразно для энтальпии газа на выходе из газопровода $i_{\text{к}}$ принимать наибольшую величину, допустимую по технологическим соображениям [20].

При заданной энтальпии газа на выходе из

$$L_0 \cdot (\varepsilon_{\text{вн}} + A_{\text{тр}}) = G \cdot (i_{\text{к}} - i_{\text{н}}). \quad (12)$$

Тепло, поступающее через стенки трубы и выделяющееся на этом участке в результате трения, целиком расходуется на повышение энтальпии газа).

В результате подстановки получаем следующее уравнение:

$$L_0 \cdot \left(\frac{\pi \cdot D \cdot \Delta t_{\text{ср}}}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{D}{2 \cdot \lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{q \cdot D + 2 \cdot h_0}{q \cdot D} + \frac{1}{\alpha_2} \cdot \frac{D_0}{q \cdot D_0 + 2 \cdot h_0}} + 8 \cdot \frac{\lambda}{\pi^2 \cdot \rho^2} \cdot \frac{G^3}{D^5} \right) = G \cdot (i_k - i_n), \quad (13)$$

где i_k — энтальпия газа на входе в трубопровод после охлаждающей станции/завода (Дж/кг); i_n — энтальпия газа на выходе трубопровода (Дж/кг); h_0 — толщина тепловой изоляции трубопровода (м).

С учетом принятых погрешностей и допущений получаем выражение:

$$L_0 \cdot \left(\frac{2 \cdot \lambda_{\text{из}} \cdot D \cdot \Delta t_{\text{ср}}}{D \cdot \ln \frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{нар}}}} + 8 \cdot \frac{\lambda}{\pi^2 \cdot \rho^2} \cdot \frac{G^3}{D_0^5} \right) = G \cdot (i_k - i_n). \quad (14)$$

Уравнение (13) дает связь между внутренним диаметром трубопровода, толщиной его изоляции и его длиной.

Материал изоляции для трубопровода

При работе с криогенными жидкостями всегда остро возникает вопрос качества применяемых теплоизоляционных покрытий, так как сверхнизкие температуры (ниже минус 100 °С) могут привести к охрупчиванию материала, поэтому криогенная изоляция должна обеспечивать не только низкую теплопроводность, но и способность сохранять этот показатель в широком диапазоне минусовых температур. Также при процессах продувки газами трубопровода, охлаждения перед его заполнением и перекачки СПГ возникает цикличность изменения температуры, многократность которой может привести к остаточным напряжениям и нарушениям целостности изоляционного покрытия.

Рассмотрим наиболее часто встречаемые виды криогенной изоляции.

Криогенная изоляция: перлит. На данный момент вспученный перлитовый песок активно применяется в криогенной промышленности. Состоит он из гравия алюмосиликатных вулканических пород, подвергаемых тепловому воздействию при температуре 900–1100 °С, что приводит к испарению остаточной влаги, а сам гравий увеличивается зна-

чительно в объеме в 4–20 раз и распадается на более мелкие фракции. Данная обработка приводит к увеличению пористости до 40–90 %, благодаря чему обеспечивается низкий коэффициент теплопроводности.

Для примера, объемы перлита, применяемого в обычной воздухоразделительной установке, составляет от 3 до 5 тысяч кубометров. Заполнение установки перлитовым песком осуществляется пневмотранспортной системой, что приводит частичному измельчению перлитовых частиц из-за их хрупкости. Плотность засыпки при этом увеличивается, причем, крайне неравномерно. Кроме того, что уплотнение приводит к неоправданному увеличению расхода материала, снижается газопроницаемость и повышается влажность криогенной изоляции. Это приводит не только к снижению теплоизоляционных характеристик, но и к аварийным ситуациям. Риск чрезвычайной ситуации значительно возрастает в случае, если циклы изолирования — разизолирования криогенного оборудования проводились неоднократно.

Однако, несмотря на указанные недостатки, относительно низкая стоимость перлита позволяет использовать его не только в воздухоразделительных установках, но и в криогенных хранилищах, цистернах, газификаторах и другом криогенном оборудовании.

Экранно-вакуумная криогенная изоляция. В качестве альтернативы выступает более современный и эффективный вид изоляции — экранно-вакуумная, которая представляет ряд теплоизоляционных слоев с чередованием отражающей пленки (фольги), помещенных в вакуумную полость между внутренней (основной) частью емкости и наружным кожухом. На сегодняшний день данный вид изоляции имеет применение на резервуарах малотоннажного производства для хранения технических сжиженных газов или СПГ.

Многослойная криогенная изоляция (невакуумная). В противоположность прошлому виду выступает невакуумная криогенная изоляция, которая не включает вакуум в изоляционной полости.

При использовании многослойной криогенной изоляции выбор теплоизоляционного материала определяется его гидрофобными свойствами. Чтобы невлагостойкие материалы не теряли своих теплоизолирующих свойств и не разрушались под воздействием криогенных температур из-за превышения

допустимой влажности, необходимы дополнительные меры по их защите от возможного намокания.

В качестве основного материала для многослойной криогенной изоляции используется вспененный каучук Armaflex немецкого производства.

Наилучшим решением и самым дорогим на данный момент является криогель, состоящий из стекловолокна с частицами аэрогеля и покрытием из алюминиевой фольги [21]. Среди наиболее выделяющихся качеств стоит отметить низкую теплопроводность.

Расчет максимальной длины участка трубопровода без промежуточных охладительных станций

В работе также дополнительно была проведена оценка возможности моделирования криогенных трубопроводов среди распространенных в отрасли программных продуктов: OLGA и Pipesim. Для проведения теплогидравлических расчетов были выбраны наиболее распространенные корреляции OLGAS и TUFFP, позволяющие моделировать разнообразные мультифазные потоки с высокой точностью. Однако для выбранных исходных данных расчет не выполнялся, температура резко падала ниже минус 162 °С по длине трубопровода, что показывает неприменимость данных моделей расчета потока. При адаптации других корреляций расчет также не выполнялся. Данный факт подтверждает необходимость разработки расчетной модели криогенного трубопровода, которая позволяет оценочно определять основные геометрические характеристики трубы и параметры перекачки СПГ [22–25].

Исходные данные

Цель строительства выносного сооружения налива СПГ состоит в отгрузке СПГ с завода производителя на танкер. Предположим, что нам необходимо загрузить танкер СПГ общей вместимостью от 110 до 180 тыс. м³ СПГ. Примем среднее значение 145 тыс. м³.

Время заполнения танкера принимаем $t = 24$ часа [13].

Конечную температуру СПГ на входе в танкер принимаем равной — 161,15 или 112. Конечное давление $P_k = 0,1$ МПа [14].

Для предварительного расчета зададим начальную температуру 90 К.

Начальная и конечная энтальпии газа соответственно равны 280 и 263,1 кДж/кг [15].

Материал для изоляции трубопровода используем на основе высокоэффективного теплоизоляционного материала промышленного назначения Cryogel Z, рассмотренного ранее. Диапазон рабочих температур: от минус 260 до плюс 90 °С [12].

Коэффициент теплопроводности материала изоляции равен $\lambda_{из} = 0,017$.

Эквивалентная шероховатость трубопровода $k_s = 0,04$.

Критическая температура $T_k = 190,77$ К.

Критическое давление $P_k = 4,62$ МПа [15].

Средняя плотность СПГ при температуре от 100 до 112 К равна $\rho = 450$ кг/м³, которая зависит от компонентного состава и согласно ГОСТ Р 57431-2017 обычно колеблется в интервале от 430 до 470 кг/м³. Также, согласно нормативной документации, плотность СПГ зависит от изменения температуры с градиентом 1,4 (м³·К). Молярная масса $M = 16,04$ кг/кмоль [15].

Расчет максимальной длины трубопровода

Определим массовый расход СПГ:

$$G = \frac{V \cdot \rho}{t} = \frac{145000 \cdot 450}{24 \cdot 3600} = 750 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Для вычисления значения числа Рейнольдса определим значение динамической вязкости также согласно ГОСТ Р 57431-2017, которая при температуре минус 160 °С зависит от состава и находится в диапазоне от $1 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-4}$ Па·с. Для расчета в данной работе взято значение динамической вязкости $1,5 \cdot 10^{-4}$ Па·с.

Расчет остальных значений производился для каждого диаметра трубопровода индивидуально. Результаты расчета представлены на рисунке 2.

Однако чаще всего длина трубопровода является известной величиной и необходимо определить сортамент трубопровода и толщину изоляции, требуемые для обеспечения заданного расхода СПГ при известном перепаде давлений и температур между хранилищем СПГ и максимальной температурой погрузки СПГ в газовоз.

Для этого необходимо знать такие параметры как: скорость течения СПГ, изменение температуры и, соответственно, вязкости СПГ по длине трубопровода, значения коэффициента гидравлического сопротивления и давление на входе в трубопровод.

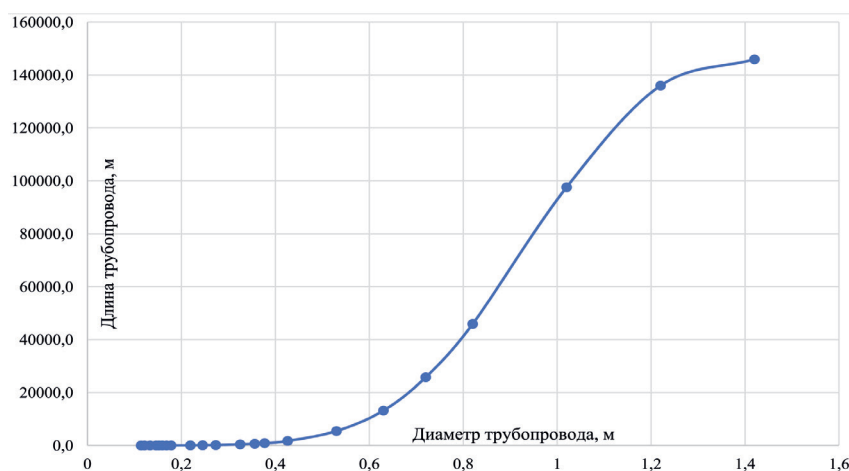


Рисунок 2. Зависимость максимальной длины трубопровода от его диаметра

Figure 2. Dependence of the maximum length of the pipeline on its diameter

В рамках численного моделирования прием оптимальную длину трубопровода равной 10 км. Соответственно, по результатам расчетов основных параметров выбираем диаметры трубопроводов, пригодных для перекачки на такое расстояние, а также толщину изоляции принимаем 100 мм для трубопроводов 114–630 мм и 200 мм толщина изоляции для трубопроводов 720–1420 мм.

Распределение температуры по длине трубопровода

Распределение $T(x)$ температуры перекачиваемого продукта, имеющего плотность ρ , в стационарном режиме перекачки с расходом Q определяется формулой В.Г. Шухова (1853–1939 гг.):

$$T(x) = T_{\text{нар}} + (T_0 - T_{\text{нар}}) e^{-\frac{\pi \cdot K \cdot d}{\rho \cdot Q \cdot c_V} x}, \quad (15)$$

где $T_0 = T(0)$ — температура жидкости в начале участка трубопровода; $T_{\text{нар}}$ — наружная температура (то есть температура окружающей среды); ρ — плотность жидкости; d — внутренний диаметр трубопровода; K — коэффициент теплопередачи от жидкости, текущей в трубопроводе к окружающей среде. Если в качестве окружающей среды рассматривается грунт ($T_{\text{нар}}$ — температура окружающего грунта), Вт/(м²).

Важно отметить, что наибольшие потери тепла возникают из-за трения слоев жидкости, поэтому необходимо учитывать теплоприток не только внешний, но и внутренний. В таком случае необходимо в формуле распределения температуры учитывать выделение тепла в вязкой жидкости за счет сил внутреннего трения ее слоев друг о друга (диссипативный разогрев):

$$T(x) = T_{\text{нар}} + T^* +$$

$$+ (T_0 - T_{\text{нар}} - T^*) \cdot e^{-\frac{\pi \cdot K_t \cdot d}{G \cdot c_V} x}, \quad (16)$$

где T^* — некоторая постоянная величина, имеющая размерность температуры:

$$T^* = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \frac{i_0}{(\pi \cdot K \cdot d)} = \lambda \cdot \rho \cdot \frac{w^3}{8 \cdot K_t}, \quad (17)$$

где K_t — коэффициент теплопередачи, определяемый по формуле:

$$K_t = \lambda \cdot \rho \cdot \frac{w^3}{8 \cdot (T_{\text{нар}} - T_0)}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}. \quad (18)$$

По заданным условиям транспорта СПГ по трубопроводу конечная температура СПГ должна составлять минус 162 или 111 К.

В соответствии с (20, 22) найдем начальную температуру СПГ методом последовательных итераций.

Согласно [16], теплоемкость газ для диапазона температур от 85 до 115 К принимается постоянной и равной $c_V = 2150 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

Скорость движения жидкости принимаем полученную по расчетам основных параметров.

Задается начальную температуру с интервалом итерации в один градус, затем рассчитывается динамическая вязкость при данной температуре, коэффициент гидравлического сопротивления, коэффициент теплопередачи, и конечную температуру.

Результаты расчета распределения температуры для различных диаметров трубопровода представлены на рисунке 3.

Нагревание СПГ происходит медленнее с увеличением диаметра трубопровода. Полученные результаты подтвердили суждения о том, что наибольшее влияние на нагрев

СПГ оказывают силы внутреннего трения слоев жидкости.

При увеличении толщины изоляции на меньших диаметрах возможно уменьшение падения температуры, однако это в значительной мере окажет влияние на капитальные затраты.

Расчет давления в начале участка трубопровода

В основе методики построения распределения давления по длине трубопровода для транспортировки СПГ лежит полученное в предыдущем пункте распределение температуры для различных внутренних диаметров трубопроводов, откуда также были взяты посчитанные значения чисел Рейнольдса и коэффициентов гидравлического сопротивления. По данным параметрам производилось вычисление потерь напора на трение по стандартной формуле Дарси-Вейсбаха для потерь на трение в единице длины. Далее производилась оценка полных потерь напора между сечениями трубопровода:

$$\frac{h_{\text{тр}}}{l} = \lambda \cdot \frac{w^2 \cdot l}{2 \cdot g \cdot d} \quad (19)$$

С учетом полученных потерь напора между рассматриваемыми сечениями согласно уравнению Бернулли, производилось нахождение входного давления, рассчитываемого исходя из условия, что конечное давление равняется 1 атм, путем прибавления потерь давления от сечения к сечению, начиная с конечного известного значения.

$$p_i = p_{i+1} + \rho \cdot g \cdot h_{\text{тр}}, \quad (20)$$

где p_i — давление СПГ в i сечении трубопровода; p_{i+1} — давление СПГ в $i+1$ сечении трубопровода.

Результаты соответствующих расчетов для каждого из диаметров трубопровода представлены на графике (рисунок 4).

Среди трех рассмотренных диаметров предполагаемого трубопровода наиболее эффективным оказался диаметр 1020 мм, при котором нет необходимости в создании значительного входного давления криогенными на-

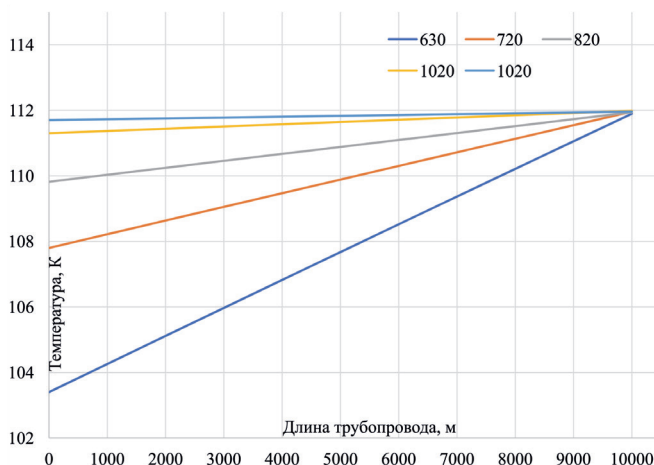


Рисунок 3. Распределение температуры по длине трубопровода

Figure 3. Temperature distribution along the pipeline length

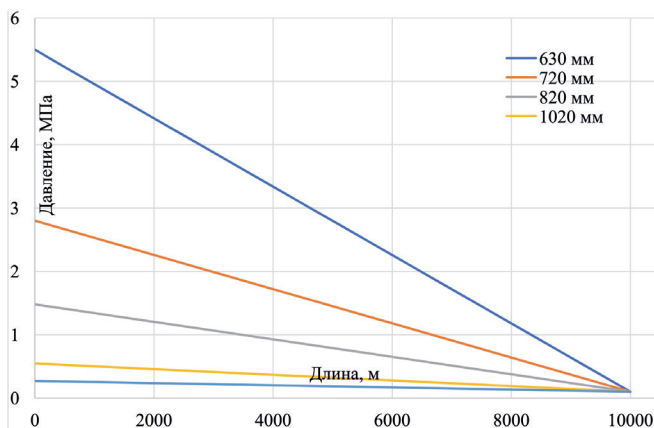


Рисунок 4. Графики распределения давления по длине трубопровода

Figure 4. Pipe length pressure distribution plots

сосами. Рассмотрение вариантов применения меньших диаметров возможно для меньших требуемых объемов перекачки СПГ в зависимости от проектной мощности.

Выводы

Выносное криогенное сооружение налива — экономически выгодный проект для отгрузки СПГ. Такой тип конструкций обладает весомыми преимуществами перед стационарными причалами для отгрузки углеводородов.

ВСН обладают рядом преимуществ, такими как:

- нет необходимости в подготовительных работах подходного канала судов, что также положительно сказывается на их дедейте в сторону его увеличения;

- позволяют экономически эффективно производить отгрузку СПГ в различных климатических условиях;

- процесс установки и дальнейшей эксплуатации сооружения такого типа имеет ряд успешных мировых примеров;

- стоимость проекта строительства выносного причала может позволить внедрить его в инфраструктуру малотоннажного производства, для которого особо критичны высокие капитальные затраты;

- возможность отгрузки с более удаленной точки от берега.

Однако относительная новизна и отсутствие ряда технологий, которые не были рассмотрены в данной работе, создают сложно-

сти при реализации проекта и требуют доработки. Но с учетом апробированного конструктива и проработанного концепта ВСН представляется вполне успешным проектом.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы. Основной источник теплотеря — внутреннее трение жидкости в трубопроводе, которое приводит к внутреннему нагреву слоев жидкости, в результате чего температура повышается по длине трубопровода. С увеличением диаметра трубопровода уменьшается скорость, число Рейнольдса и коэффициент гидравлического трения, следовательно, уменьшаются и потери на трение при перекачке СПГ на один метр, однако в значительной степени возрастают капиталовложения в линейную часть, что приводит к снижению экономической эффективности проекта. Более того, для больших диаметров трубопровода требуется увеличение толщины изоляции, так как возрастает поверхность теплообмена с окружающей средой.

Для наименьших диаметров выходит слишком большая необходимость в дополнительном охлаждении СПГ перед подачей в трубопровод, так как в результате внутреннего нагрева температура значительно повышается и возможно появление отпарного газа, а также в высоконапорных насосных агрегатах, которые смогут обеспечить требуемый напор в начале участка криогенного трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дауди Д.И., Рожнятовский Г.И., Нуржиц С.И. [и др.]. Традиционная углеводородная энергетика в рамках устойчивого развития // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2020. № 5 (101). С. 94-101.

2. Razyapov T.E., Zhedyaevskiy D.N., Fedorova E.B. [et al.]. Using Dynamic Simulation in LNG Production Units Design on the Example of a Propane Pre-Cooling Unit // Chemical and Petroleum Engineering. 2021. Vol. 57. P. 36-43 DOI: 10.1007/s10556-021-00891-3.

3. Henderson J., Yermakov V. Russian LNG // Oxford Institute for Energy Studies. 2019. DOI: 10.26889/9781784671501.

4. Домпелинг Й. [и др.]. Криогенный выносной причал отгрузки СПГ. Экономически эффективная альтернатива терминалам для импорта СПГ // Газовая промышленность. 2019. № 3. С. 36-42.

5. ГОСТ Р ИСО 28460-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно-берег и портовые операции URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200158852> (дата обращения 10.08.2020).

6. Евдокимов Г.П., Костылев И.И., Коняев Д.В. Транспортировка углеводородов в российской Арктике и развитие танкеров ледового плавания // Эксплуатация морского транспорта. 2019. № 1 (90). С. 22-33. DOI: 10.34046/aumsuomt90-4.

7. Katysheva E. Analysis of the Interconnected Development Potential of the Oil, Gas and Transport Industries in the Russian Arctic // Energies. 2023. Vol. 16 (7). 3124. DOI: 10.3390/en16073124.

8. Милова А.И., Неснова М.В. Транспортно-логистическая система Российской Арктики // Современные проблемы инновационной экономики. 2021. № 8. С. 160-165. DOI 10.52899/978-5-88303-634-6_160.

9. Cherepovitsyn A. E., Smirnova N. V. Shelf oil and gas projects influence on the regional economic development (on the example of «Sakhalin-1» and «Sakhalin-2» projects) // Journal of Mining Institute. 2013. Vol. 205. P. 275-279. URL: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5537>.

10. Semaskaite V., Bogdevicius M., Paulauskiene T., Uebe J., Filina-Dawidowicz L. Improvement of Regasification Process Efficiency for Floating Storage Regasification Unit // Journal of Marine Science and Engineering. 2022. Vol. 10 (7). 897. DOI: 10.3390/jmse10070897.

11. Мищенко К.П., Равделя А.А. Краткий справочник физико-химических величин. Седьмое издание. М.: Химия, 1974. 200 с.

12. Mohd Shariq Khan, Surya Effendy, I.A. Karimi, Aref Wazwaz, Improving design and operation at LNG regasification terminals through a corrected storage tank model // *Applied Thermal Engineering*. 2019. Vol. 149. P. 344-353. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2018.12.060.

13. Ванчугов И.М., Ватузов С.М., Резанов К.С. [и др.]. Получение СПГ как метода утилизации ПНГ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2 (134). С. 70-75.

14. Fetisov V., Ilyushin Y.V., Vasiliev G.G. [et al.]. Development of the automated temperature control system of the main gas pipeline // *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. 3092. DOI: 10.1038/s41598-023-29570-4.

15. Shammazov Ildar, Ekaterina Karyakina. The LNG Flow Simulation in Stationary Conditions through a Pipeline with Various Types of Insulating Coating // *Fluids*. 2023. Vol. 8. No. 2. 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.

16. Zihang Fu, Tongwen Shan, Yuxia Yang, Fang Liu. Interoperability Of LNG Terminals and Gas Pipeline Networks // *Natural Gas Industry B*. 2021. Vol. 8. Issue 1. P. 48-56. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.07.003.

17. Didmanidze O.N., Afanasev A.S., Khakimov R.T. Mathematical Model of the Liquefied Methane Phase Transition in the Cryogenic Tank of a Vehicle // *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 243. P. 337. DOI: 10.31897/pmi.2020.3.337.

18. Tsvetkov Pavel, Cherepovitsyn A.E., Makhovikov Aleksei. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 391-402. DOI: 10.1016/j.egyr.2019.11.093.

19. Anastasia Memetova, Inderjeet Tyagi, Pratibha Singh, Elena Neskoromnaya, Rama Rao Karri. [et al.]. Reduced Graphene Oxide Based Composite Aerogels for Energy Storage and Transportation of Methane // *Journal of Cleaner Production*. 2022. Vol. 379. Part 2. 134770. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.134770.

20. Wlodek Tomasz, Łaciak Mariusz. Selected Thermodynamic Aspects of Liquefied Natural Gas (LNG) Pipeline Flow During Unloading Process // *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2015. Vol. 32 (2). 275. DOI: 10.7494/drill.2015.32.2.275.

21. Zemenkova M.Y., Chizhevskaya E.L., Zemenkov Y.D. Intelligent Monitoring of The Condition of Hydrocarbon Pipeline Transport Facilities Using Neural Network Technologies // *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 258. P. 933-944. DOI: 10.31897/PMI.2022.105.

22. Vasiliev G.G., Dzhajabov A.A., Leonovich I.A. Analysis of the causes of engineering structures deformations at gas industry facilities in the permafrost zone // *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 249. P. 377-385. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.6.

23. Григорьев М.Н. Моделирование грузопотока в акватории Северного морского пути в целях оценки риска аварий // *Безопасность труда в промышленности*. 2020. № 6. С. 46-58. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-6-46-58.

REFERENCES

1. Daudi D.I., Rozhnyatovsky G.I., Nurzhits S.I. [et al.]. *Tradicionnaya uglevodorodnaya energetika v ramkakh ustojchivogo razvitiya* [Traditional Hydrocarbon Energy

Within the Framework of Sustainable Development]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU — Business magazine Neftegaz.RU*, 2020, No. 5 (101), pp. 94-101. [in Russian].

2. Razyapov T.E., Zhedyayevskiy D.N., Fedorova E.B. [et al.]. Using Dynamic Simulation in LNG Production Units Design on the Example of a Propane Pre-Cooling Unit. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2021. Vol. 57, pp. 36-43. DOI: 10.1007/s10556-021-00891-3.

3. Henderson J., Yermakov V. Russian LNG. *Oxford Institute for Energy Studies*. 2019. DOI: 10.26889/9781784671501.

4. Dompeling J. [et al.]. Kriogennyj vynosnoj prichal otgruzki SPG. Ekonomicheski effektivnaya al'ternativa terminalam dlya importa SPG [Cryogenic Outbound LNG Loading Berth. Cost-Effective Alternative to LNG Import Terminals]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2019, No. 3, pp. 36-42. [in Russian].

5. *GOST R ISO 28460-2018 Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Sooruzheniya i oborudovanie dlya szhizhennogo prirodnogo gaza. Poryadok vzaimodejstviya sudno-bereg i portovye operacii* [State Standard R ISO 28460-2018 Oil and Gas Industry. Facilities and Equipment for Liquefied Natural Gas. Ship-Shore Interaction and Port Operations]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200158852> (accessed 10.08.2020). [in Russian].

6. Evdokimov G.P., Kostylev I.I., Konyaev D.V. Transportirovka uglevodorodov v rossijskoj Arktike i razvitie tankerov ledovogo plavaniya [Transportation of hydrocarbons in the Russian Arctic and development of ice navigation tankers]. *Ekspluatatsiya morskogo transporta — Operation of Marine Transport*, 2019, No. 1 (90), pp. 22-33. DOI: 10.34046/aumsuomt90-4. [in Russian].

7. Katysheva E. Analysis of the Interconnected Development Potential of the Oil, Gas and Transport Industries in the Russian Arctic. *Energies*, 2023, Vol. 16 (7), 3124. DOI: 10.3390/en16073124.

8. Milova A.I., Nesnova M.V. Transportno-logisticheskaya sistema Rossijskoj Arktiki [Transport and Logistics System of the Russian Arctic]. *Sovremennye problemy innovacionnoj ekonomiki — Modern Problems of the Innovative Economy*, 2021, No. 8, pp. 160-165. DOI 10.52899/978-5-88303-634-6_160. [in Russian].

9. Cherepovitsyn A. E., Smirnova N. V. Shelf oil and gas projects influence on the regional economic development (on the example of «Sakhalin-1» and «Sakhalin-2» projects). *Journal of Mining Institute*, 2013, Vol. 205, pp. 275-279. Available at: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5537>.

10. Semaskaite V., Bogdevicius M., Paulauskiene T., Uebe J., Filina-Dawidowicz L. Improvement of Regasification Process Efficiency for Floating Storage Regasification Unit. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2022, Vol. 10 (7), 897. DOI: 10.3390/jmse10070897.

11. Mishchenko K.P., Ravdela A.A. *Kratkij spravochnik fiziko-himicheskikh velichin. Sed'moe izdanie* [A Brief Reference Book of Physical and Chemical Quantities. Seventh Edition]. Moscow, Himiya Publ., 1974. 200 p. [in Russian].

12. Mohd Shariq Khan, Surya Effendy, I.A. Karimi, Aref Wazwaz, Improving design and operation at LNG regasification terminals through a corrected storage tank model. *Applied Thermal Engineering*, 2019, Vol. 149, pp. 344-353. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2018.12.060.

13. Vanchugov I.M., Vatuzov S.M., Rezanov K.S. [et al.]. Poluchenie SPG kak metoda utilizatsii PNG [Production of LNG as a method of APG utilization]. *Delovoj zhurnal Neftegaz.RU — Business magazine Neftegaz.RU*, 2023, No. 2 (134), pp. 70-75. [in Russian].
14. Fetisov V., Ilyushin Y.V., Vasiliev G.G. [et al.]. Development of the automated temperature control system of the main gas pipeline. *Scientific Reports*, 2023, Vol. 13, 3092. DOI: 10.1038/s41598-023-29570-4.
15. Shammazov I., Karyakina E. The LNG Flow Simulation in Stationary Conditions through a Pipeline with Various Types of Insulating Coating. *Fluids*, 2023, Vol. 8, No. 2, 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.
16. Zihang Fu, Tongwen Shan, Yuxia Yang, Fang Liu. Interoperability Of LNG Terminals and Gas Pipeline Networks. *Natural Gas Industry B*, 2021, Vol. 8, Issue 1, pp. 48-56. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.07.003.
17. Didmanidze O.N., Afanasev A.S., Khakimov R.T. Mathematical Model of the Liquefied Methane Phase Transition in the Cryogenic Tank of a Vehicle. *Journal of Mining Institute*, 2020, Vol. 243, pp. 337. DOI: 10.31897/pmi.2020.3.337.
18. Tsvetkov Pavel, Cherepovitsyn A.E., Makhovikov Aleksei. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia. *Energy Reports*, 2020, Vol. 6, pp. 391-402. DOI: 10.1016/j.egy.2019.11.093.
19. Anastasia Memetova, Inderjeet Tyagi, Pratibha Singh, Elena Neskoromnaya, Rama Rao Karri. [et al.]. Reduced Graphene Oxide Based Composite Aerogels for Energy Storage and Transportation of Methane. *Journal of Cleaner Production*, 2022, Vol. 379, Part 2, 134770. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.134770.
20. Wlodek Tomasz, Łaciak Mariusz. Selected Thermodynamic Aspects of Liquefied Natural Gas (LNG) Pipeline Flow During Unloading Process. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 2015, Vol. 32 (2), 275. DOI: 10.7494/drill.2015.32.2.275.
21. Zemenkova M.Y., Chizhevskaya E.L., Zemenkov Y.D. Intelligent Monitoring of The Condition of Hydrocarbon Pipeline Transport Facilities Using Neural Network Technologies. *Journal of Mining Institute*, 2022, Vol. 258, pp. 933-944. DOI: 10.31897/PMI.2022.105.
22. Vasiliev G.G., Dzhaljabov A.A., Leonovich I.A. Analysis of the causes of engineering structures deformations at gas industry facilities in the permafrost zone. *Journal of Mining Institute*, 2021, Vol. 249, pp. 377-385. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.6.
23. Grigoriev M.N. Modelirovanie gruzopotoka v akvatorii Severnogo morskogo puti v celyah ocenki riska avarij [Modeling of cargo traffic in the waters of the Northern Sea Route in order to assess the risk of accidents]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti — Occupational safety in industry*, 2020, No. 6, pp. 46-58. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-6-46-58. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Михайлович Ванчугов, студент, специалист отдела организации молодежной науки и научных мероприятий, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Ivan M. Vanchugov, student, specialist, Organization of youth science and scientific events department, Russian state university of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russia

vanchugov.i@gubkin.ru

Константин Сергеевич Резанов, студент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; главный специалист управления предпроектных и концептуальных исследований ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия

Konstantin S. Rezanov, student, Russian state university of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin; chief specialist, Pre-design and conceptual research department, Morneftegazproekt LLC, Moscow, Russia

Сергей Максимович Ватузov, студент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Sergey M. Vantuzov, student, Oil and gas and underground hydromechanics department, Russian state university of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russia

Роман Алексеевич Шестаков, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Roman A. Shestakov, candidate of technical sciences, associate professor, Petroleum products and gas supply department, Russian state university of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russia

Статья поступила в редакцию 14.10.2023; одобрена после рецензирования 29.10.2023; принята к публикации 30.11.2023.

The article was submitted 14.10.2023; approved after reviewing 29.10.2023; accepted for publication 30.11.2023.