

УДК 621.5+621.6
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4648
Шифр специальности ВАК: 2.6.13
Обзорная статья

Гидравлический расчёт трубопровода отгрузки крупнотоннажных заводов сжиженного природного газа

Ш.М. Муниров✉, В.Б. Мельников

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

✉shamil.munirov@gmail.com

Аннотация. Актуальность. По планам Правительства РФ к 2035 г. производство отечественного сжиженного природного газа должно вырасти до 80–140 млн т/год, или на 146–331 % по сравнению с показателем 2022 г. В условиях санкционного давления и ухода зарубежных лицензиаров из России для достижения столь высоких показателей производства необходимо решить вопрос самостоятельного грамотного проектирования новых производственных мощностей сжижения природного газа и их загрузочной инфраструктуры. **Цель.** Разработка методики гидравлического расчёта трубопровода отгрузки сжиженного природного газа на морских терминалах заводов по сжижению. **Методы.** Математическое моделирование, аналитические методы. **Результаты и выводы.** По результатам работы были обоснованы исходные параметры для гидравлического расчёта трубопровода отгрузки сжиженного природного газа, разработана методика гидравлического расчёта трубопровода отгрузки заводов сжиженного природного газа и произведена апробация разработанной методики на примере действующего загрузочного трубопровода завода Ямал СПГ. С позиции снижения образования отпарного газа во время погрузки сжиженного природного газа в танкер был произведён сравнительный анализ теплопритоков в результате сжатия сжиженного природного газа в криогенном насосе и циркуляции сжиженного природного газа в трубопроводе. Сделан вывод о целесообразности применения в технологическом проектировании загрузочного трубопровода сжиженного природного газа подхода, при котором следует стремиться к снижению давления нагнетания криогенного насоса. Разработанная методика может быть предложена в качестве дополнения в Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа.

Ключевые слова: криогенный трубопровод, загрузка сжиженного природного газа, сжиженный природный газ, гидравлический расчёт, тепловой расчёт

Для цитирования: Муниров Ш.М., Мельников В.Б. Гидравлический расчёт трубопровода отгрузки крупнотоннажных заводов сжиженного природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 5. – С. 49–61. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4648

UDC 621.5+621.6
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4648
Review article

Hydraulic calculation for loading pipeline of large-scale liquified natural gas plants

Sh.M. Munirov✉, V.B. Melnikov

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

✉shamil.munirov@gmail.com

Abstract. Relevance. According to the plans of the Russian Government, domestic liquified natural gas production should grow to 80–140 million tons per year by 2035, or by 146–331% compared to 2022. In the context of sanctions and the withdrawal of foreign licensors from Russia, in order to achieve such high production levels, it is necessary to solve the issue of

independent competent design of new LNG plants and their loading infrastructure. **Aim.** Development of hydraulic calculation method for loading pipeline of liquified natural gas terminals. **Methods.** Methods of mathematical modeling, analytical methods. **Results and conclusions.** Based on the results of the work, the authors have justified the initial parameters for the hydraulic calculation of the liquified natural gas loading pipeline, and developed a method for the hydraulic calculation of the liquified natural gas plants loading pipeline. The developed method was tested on the liquified natural gas loading pipeline of Yamal LNG plant. From the point of boil-off gas formation reducing during liquefied natural gas loading into the tanker, the authors carried out the comparative analysis of heat flows of compression in a cryogenic pump and liquefied natural gas circulation in the pipeline. It is concluded that it is advisable in the technological design of the liquefied natural gas loading pipeline to apply an approach, in which one should strive to reduce the cryogenic pump discharge pressure. The developed methodology may be proposed as an addition to the Departmental Norms of Production Engineering of facilities for the production and storage of liquefied natural gas.

Key words: cryogenic pipeline, liquified natural gas loading, liquified natural gas, hydraulic calculation, thermal calculation

For citation: Munirov Sh.M., Melnikov V.B. Hydraulic calculation for loading pipeline of large-scale liquified natural gas plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 336, no. 5, pp. 49–61. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4648

Введение

Одним из коммерчески обоснованных способов доставки природного газа является перевозка в сжиженном состоянии. Переход в жидкую форму уменьшает объём природного газа в 600 раз, что позволяет компактно его перевозить на большие расстояния морскими судами без необходимости строительства протяжённых магистральных газопроводов. Объёмы мирового производства сжиженного природного газа (СПГ) на протяжении последних десятилетий сохраняют высокие темпы ежегодного прироста, который измеряется десятками процентов [1].

По данным Росстата за 2022 г. в России произведено 32,5 млн т СПГ [2]. Согласно Долгосрочной стратегии развития производства СПГ планируется нарастить к 2035 г. производство отечественного СПГ до значений в пределах 80–140 млн т/год [3], т. е. на 146–331 % по сравнению с показателем 2022 г.

Достижение столь высоких показателей производства СПГ невозможно без грамотного проектирования новых заводов СПГ и их загрузочной инфраструктуры.

Значительная доля отечественных производственных мощностей построена по проектам зарубежных лицензиаров, которые не раскрывают принципы и методики проектирования заводов СПГ. Также вследствие санкционного давления многие зарубежные проектировщики отказались от сотрудничества с российскими нефтегазовыми компаниями.

С этих позиций становится актуальной проблема независимого проектирования загрузочной трубопроводной инфраструктуры береговых заводов СПГ России.

Трубопровод отгрузки СПГ соединяет резервуар хранения и выносной причал, с которого происходит загрузка в пришвартованный танкер. Данный трубопровод работает в двух режимах: непосредственной загрузки или холостой циркуляции с целью поддержания трубопровода в охлаждённом

состоянии в межрейсовый период. Также во время погрузки осуществляется возврат паров СПГ с судна в резервуар хранения по отдельному трубопроводу отпарного газа.

В настоящее время по проблеме оптимизации и гидравлического расчёта трубопроводов СПГ и других криопродуктов выполнен ряд исследований.

Так, в статье [4] рассматривается методика гидравлического расчёта трубопровода СПГ, однако трубопроводный транспорт СПГ представлен как альтернатива традиционным магистральным газопроводам. Утверждается, что гидравлический расчёт трубопровода СПГ включает в себя условие однофазности потока. Сделан вывод о том, что для расчёта распределения температуры и давления в трубопроводе СПГ можно применять те же зависимости, что и для газопровода компримированного газа, но с рядом отличий – необходимо учитывать влияние рельефа на распределение давления и производить расчёт усреднённых параметров трубопровода через меньшие интервалы длиной 5–10 км. Показано, что теплофизические свойства СПГ в широком диапазоне давлений и температур наиболее точно рассчитываются по кубическим уравнениям состояния. В целом в работе [4] детально изучен вопрос расчёта физических свойств СПГ, а вопросам гидравлики СПГ уделено незначительное внимание.

В работе [5] была осуществлена попытка адаптации классического гидравлического расчёта трубопровода – подбора диаметра и давления. Отмечается, что в целях безаварийной работы криогенного трубопровода рекомендуется принимать минимальное давление на 0,5–0,7 МПа выше давления насыщения. Работа не раскрывает причин выбора других граничных условий для гидравлического расчёта, что не даёт возможности оценить её в качестве исчерпывающей методики гидравлического расчёта трубопровода СПГ.

В работе [6] на рассматриваемом примере осуществляется оптимизация криогенного трубопровода исходя из минимизации потерь давления и холода при течении криогенной жидкости подбором следующих параметров: диаметра трубопровода, входных давления и температуры, расхода криопродукта. Однако данных параметров недостаточно для проектирования трубопровода отгрузки заводов СПГ, необходимо также учитывать длину трубопровода, выходные температуру и давление и другие. Приведённый метод оптимизации криогенного трубопровода можно улучшить, включив в расчёты другие конструктивные и теплофизические параметры, однако это приведёт к усложнению применяемого подхода.

В исследовании [7] представлен анализ однофазного и двухфазного режимов транспортировки природного газа по трубопроводным системам и отмечается, что наименьшие гидравлические потери имеют место при дисперсно-кольцевом режиме течения. Однако для криогенных жидкостей, какой является СПГ, наличие двухфазного потока в трубопроводе нежелательно ввиду образования паровой фазы и уменьшения его пропускной способности по СПГ [8].

Также важно отметить факт отсутствия комплексных представлений и подходов в национальной базе стандартизации в области СПГ [9], в т. ч. по части проектирования технологии загрузки танкеров СПГ и трубопроводной инфраструктуры СПГ.

Основным стандартом по технологическому проектированию заводов СПГ являются нормы [10]. Однако в данном документе вопросы отгрузки СПГ ограничены рассмотрением только погрузки в автоцистерны и не предъявляют никаких требований к отгрузке с морских причалов в танкеры СПГ.

В [11–13] практически отсутствуют указания по технологическому проектированию криогенных технологических трубопроводов, а в [13] даны весьма общие, размытые требования к проектированию технологии перекачки СПГ.

Вместе с тем в [15] подчеркивается необходимость обоснования в проектной документации максимальной безопасной скорости движения перекачиваемых сред по технологическим трубопроводам и установки сигнализации по превышению безопасного предела скорости перекачки СПГ.

Так, например, в [16] указывается на то, что при проектировании трубопроводов СПГ следует принимать во внимание такие физические явления, как гидравлический удар, кавитация, образование пузырьков и двухфазный поток. Рекомендуется поддерживать загрузочный трубопровод в холодном состоянии, например, при помощи циркуляции СПГ и защиты от внешних атмосферных воздействий. Трубопровод должен быть спроектирован таким образом, чтобы обеспечить плавный поток, избегая при этом динамических нагрузок, напри-

мер, гидравлических ударов или вибраций, а также неблагоприятного воздействия статического электричества. Расчеты перепада давления должны проводиться с целью проверки условий давления, необходимых для правильной работы насосов в системах погрузки и разгрузки судов. Потери давления в трубопроводе должны рассчитываться с использованием проверенных методов (например, формулы Кольбука для коэффициента гидравлического сопротивления).

Американский стандарт [17] не даёт каких-либо чётких рекомендаций по технологическому проектированию процесса загрузки судов СПГ и направлен на обеспечение пожарной защиты и безопасности на производствах СПГ.

Иностранные стандарты на технологические трубопроводы [18, 19] охватывают очень широкий перечень производств, и в них приводятся общие требования к технологическим трубопроводам.

Анализ современной отечественной литературы и отраслевых стандартов указывает на необходимость разработки методики гидравлического расчёта трубопровода отгрузки СПГ на морских терминалах и её возможное интегрирование в отечественные нормы технологического проектирования заводов СПГ.

С этих позиций в данной работе поставлена цель по формулированию методики гидравлического расчёта трубопровода отгрузки на морских терминалах заводов СПГ.

Объект исследования

Для создания методики гидравлического расчёта целесообразным является осуществление анализа физико-химических процессов, происходящих в трубопроводе отгрузки СПГ во время его эксплуатации.

Любой технологический процесс, происходящий в оборудовании, обусловлен физико-химическими свойствами перекачиваемой среды. В перекачиваемом СПГ содержание метана в зависимости от состава исходного природного газа и технологии производства СПГ обычно составляет не менее 75 % [20], поэтому главным образом свойства СПГ определяются свойствами метана. В табл. 1 приведены основные физические свойства метана при атмосферном давлении.

Таблица 1. Физические свойства метана при атмосферном давлении [21]

Table 1. Physical properties of methane at atmospheric pressure [21]

Температура Temperature, °C		Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³		Теплота, Дж/г Heat, J/g	
кипения boiling	плавления melting	жидкости liquid	льда ice	испарения evaporation	плавления melting
-161,5	-182,5	424,5	500	509,5	58,6

Течение СПГ в трубопроводе связано с неизбежными теплопритоками из окружающей среды и диссипативными потерями, которые в сочетании с малым значением теплоты фазовых переходов и узким температурным диапазоном существования продукта в жидком виде приводят к непрерывному изменению его параметров фазового состояния и обуславливают возможность фазовых переходов и потери СПГ во время течения его в трубопроводе при отгрузке в танкер. В связи с изложенным возникает необходимость оптимизации скорости движения СПГ по трубопроводам, при которой его прогрев будет минимальным, т. е. потери холода будут сведены к минимуму. В случае недостаточного первоначального охлаждения СПГ в ёмкости хранения в потоке СПГ в трубопроводе может образоваться паровая фаза, и параметры течения флюида существенно изменятся. Образование паровых полостей в застойных зонах криогенных трубопроводов также может происходить, если местная скорость течения СПГ недостаточна.

Наличие самой совершенной изоляции не исключает теплообмена между транспортируемой криогенной жидкостью и окружающей средой. В то же время применение изоляции современных типов и предварительного охлаждения потока СПГ, а также повышение давления в трубопроводной системе позволяет при установившемся течении транспортировать криогенный поток СПГ на требуемые расстояния по трубопроводам. Когда на некотором расстоянии в трубопроводе текущая жидкая фаза СПГ начинает испаряться до установления состояния фазового равновесия (насыщения), при сохранении перепада давлений расход СПГ будет уменьшаться.

С этих позиций трубопроводы отгрузки СПГ большую часть времени эксплуатируются в охлажденном состоянии на стационарном режиме течения однофазного потока не кипящей жидкости. Данный режим является наиболее благоприятным: при этом трубопровод имеет большую пропускную способность, надёжно регулируется распределение жидкости при разветвленной трубопроводной системе и обеспечивается минимальное сопротивление линии при заданной производительности [22].

Таким образом, гидравлический расчёт параметров однофазного потока СПГ связан с определением не только потерь давления, но и температуры потока СПГ и температуры его насыщения.

Методика гидравлического расчёта трубопровода отгрузки СПГ

В [23] отмечается, что для расчёта давления в любом сечении криогенного трубопровода можно использовать уравнения, применяемые для трубопроводов высококипящих жидкостей, поэтому ис-

ходя из уравнений Бернулли и Дарси–Вейсбаха диаметр криогенного трубопровода в метрах может быть рассчитан по формуле:

$$d = \sqrt[5]{\frac{1,02 \cdot 8 \lambda l \rho Q^2}{\pi^2 (p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}})}}, \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода, м; 1,02 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления трубопровода, которые обычно не превышают 2 % от общей длины трубопровода [24]; λ – коэффициент гидравлического сопротивления (КГС) трубопровода, безразмерный; l – длина трубопровода, м; ρ – плотность жидкости при рабочих условиях, кг/м³; Q – расход жидкости при рабочих условиях, м³/с; $p_{\text{вх}}$ и $p_{\text{вых}}$ – давление на входе и выходе из трубопровода, Па.

Вначале необходимо определиться с расходом СПГ по криогенному трубопроводу, который обусловлен вместимостью будущих танкеров СПГ, приходящих на загрузку. Их вместимость может варьироваться от 1000 до 266000 м³ [1, 25]. Расход СПГ во время погрузки определяется исходя из утверждения, что время погрузки или разгрузки одной партии СПГ составляет от 12 до 16 ч [26]. Данный временной отрезок может быть продиктован тем фактом, что элементарным временным интервалом ставки фрахта и портовых сборов являются одни сутки, т. е. оставшиеся 8–12 ч в сутках отводятся на остальные портовые операции (буксировка, швартовка, оформление судна и прочее).

Затем нужно решить вопрос о количестве загрузочных ниток трубопровода. На малотоннажных заводах в целях загрузки применяется одна линия большего диаметра и вторая линия – рециркуляционная – меньшего диаметра для «холостой» циркуляции СПГ в режиме ожидания в межрейсовый период. На крупнотоннажных заводах для загрузки используют две параллельные линии одинакового диаметра, одна из которых в межрейсовый период работает как рециркуляционная. Поэтому на малотоннажных заводах для определения диаметра трубопровода отгрузки используется весь расход загрузки танкера, а на крупнотоннажных – половина расхода загрузки.

Далее необходимо найти длину криогенного трубопровода. Она определяется исходя из размещения выносного причала и резервуара СПГ. Выбор места причала обусловлен рельефом дна прибрежной зоны, т. к. танкеры СПГ требуемой вместимости должны иметь возможность подойти к причалу.

Следующим шагом является выбор давления в начале и в конце трубопровода.

По данным [27] известно, что давление нагнетания криогенных насосов для типовой крупнотон-

нажной линии сжижения составляет от 7 до 10 бар. Следует заметить, что выбор меньшего давления нагнетания позволяет снизить потери холода в результате сжатия СПГ в насосе, но, с другой стороны, требует прокладки трубопровода большего диаметра для обеспечения требуемого значения давления в конечной точке, что приведёт к увеличению потерь холода в результате теплопритока к трубопроводу. Соотношение потерь холода в зависимости от выбора того или иного давления нагнетания будет рассмотрено ниже.

Обычно танки морских газовозов работают при давлении газовой шапки около 0,3 бар (изб.) [28].

Также важно отметить, что погрузка в танки судов осуществляется нижним наливом, и для наполнения танков следует создать противодействие возможному столбу жидкости. По иллюстрации из [29. С. 50] уровень в танках может достигать 39 м.

С этих позиций в качестве давления в конце трубопровода отгрузки рекомендуется принять значение 2,3 бар (изб.), или абсолютное давление 3,3 бар.

В качестве рабочих условий следует принять средние между началом и концом трубопровода давление и температуру, при которых рассчитывается плотность жидкости.

Как отмечалось выше, в [16] для расчёта КГС трубопроводов СПГ рекомендуется формула Кольбука как универсальная для различных типов турбулентного режима течения [30]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left(\frac{2,5}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{\Delta}{3,7d} \right), \quad (2)$$

где Re – число Рейнольдса, безразмерно; Δ – эквивалентная шероховатость, мм; d – внутренний диаметр трубы, мм.

После получения расчётного внутреннего диаметра трубопровода следует выбрать стандартный диаметр трубопровода из [31, 32], наиболее близкий к расчётному.

После выполнения гидравлического расчёта и выбора диаметра трубопровода СПГ следует выполнить проверку на максимальную безопасную скорость перекачки СПГ (не более 12 м/с [33]) во избежание накопления статического заряда, дополнительного теплопритока и испарения в результате турбулизации потока. Скорость потока в трубопроводе определяется по формуле:

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3)$$

где v – скорость перекачки, м/с; Q – расход жидкости при рабочих условиях, м³/с; d – внутренний диаметр трубопровода, м.

Далее необходимо выполнить расчёт толщины слоя теплоизоляции по [34] и затем осуществить проверочный расчёт полученного трубопровода на

соответствие условию, при котором температура продукта в конечной точке трубопровода должна быть ниже температуры насыщения.

Расчёт диаметра трубопровода отгрузки на заводе Ямал СПГ

В последующем материале статьи рассматривается гидравлический расчёт на примере трубопровода отгрузки товарной продукции завода Ямал СПГ.

Перед непосредственным гидравлическим расчётом необходимо определиться с составом перекачиваемого СПГ, т. к. он является определяющим для применяемых в формулах значений физических свойств криогенной жидкости.

В качестве товарной продукции завода Ямал СПГ принят СПГ марки Б по стандарту [20]. Принятый состав СПГ приведён в табл. 2.

Таблица 2. Подобранный для исследования состав сжиженного природного газа

Table 2. Liquefied natural gas composition selected for the study

Компонент/Component	Содержание, мольн. %/Content, mole %
Метан/Methane	95,0
Этан/Ethane	0,8
Пропан/Propane	2,0
Бутан/Butane	2,0
Азот/Nitrogen	0,2

Далее необходимо было определиться с длиной трубопровода отгрузки СПГ. С этой целью с использованием Google карт по спутниковым снимкам производственной зоны завода Ямал СПГ (рис. 1) была найдена длина загрузочного трубопровода. Как видно из рис. 1, длина трубопровода отгрузки СПГ составляет 2250 м.

Затем для гидравлического расчёта необходимо было определиться с производительностью трубопровода отгрузки СПГ. С этой целью воспользовались характеристикой используемых танкеров по объёму перевозки СПГ. Так, в частности, используемые танкеры класса Arc7 для завода Ямал СПГ вмещают около 172600 м³ СПГ [35]. Так как завод Ямал СПГ является крупнотоннажным, прием время загрузки одной партии 16 ч и количество используемых для загрузки линий равным двум. Тогда общий расход загрузки составит 10788 м³/ч, а расход погрузки по одной линии равен 5394 м³/ч.

Давление на входе в линию принято 7 бар.

Исходные данные для расчёта диаметра трубопровода отгрузки СПГ представлены в табл. 3.

Используя программный комплекс, были рассчитаны коэффициент вязкости и плотность СПГ с составом, указанным в табл. 2, при рабочих условиях 0,136 мПа·с и 450,5 кг/м³.



Рис. 1. Выделенный трубопровод отгрузки на спутниковом снимке завода Ямал СПГ с указанием длины (снимок Google Карты)

Fig. 1. Dedicated loading pipeline on a satellite image of the Yamal LNG plant with an indication of the length (image from Google Maps)

Таблица 3. Исходные данные для расчёта диаметра трубопровода отгрузки при давлении нагнетания 7 бар

Table 3. Initial data for calculating the diameter of the loading pipeline at a discharge pressure of 7 bar

Длина, м /Length, m	2250
Расход одной линии, м³/ч/One line flowrate, m³/h	5394
Давление на входе, бар/Inlet pressure, bar	7,00
Давление на выходе, бар/Outlet pressure, bar	3,30
Рабочая температура/Operating temperature, °C	-160
Рабочее давление, бар/Operating pressure, bar	5,15

По формуле (2) был произведён расчёт КГС трубопровода отгрузки СПГ (табл. 4).

С использованием зависимости (1) был рассчитан внутренний диаметр трубопровода СПГ (табл. 5).

Таблица 4. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления трубопровода отгрузки при давлении нагнетания 7 бар

Table 4. Calculation of the loading pipeline hydraulic resistance coefficient at a discharge pressure of 7 bar

Q , м³/ч/m³/h	d , мм/mm	Δ , мм/mm	Re	λ
1,50	543	0,01	11 663 537	0,0094

Из [31] был подобран ближайший к расчётному стандартный внутренний диаметр трубы (табл. 6).

После гидравлического расчёта трубопровода отгрузки СПГ необходимо произвести проверку на максимальную скорость перекачки.

Расчёт скорости перекачки по формуле (3) представлен в табл. 7.

Таблица 5. Расчёт диаметра трубопровода отгрузки при давлении нагнетания 7 бар

Table 5. Calculation of the loading pipeline diameter at a discharge pressure of 7 bar

λ	$l, \text{ м/м}$	Q		$\rho, \text{ кг/м}^3$ kg/m^3	$p_{\text{вх}}$		$p_{\text{вых}}$		d	
		$\text{м}^3/\text{ч}$ m^3/h	$\text{м}^3/\text{с}$ m^3/s		бар/bar	Па/Pa	бар/bar	Па/Pa	м/м	мм/mm
0,0094	2250	5394	1,50	450,5	7,0	700000	3,3	330000	0,543	543

Таблица 6. Подобранный стандартный внутренний диаметр трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ при давлении нагнетания 7 бар

Table 6. Selected standard inner diameter of the Yamal LNG plant loading pipeline at a discharge pressure of 7 bar

Диаметр мм/Diameter, mm	
Расчётный внутренний Estimated inner	Стандартный внутренний Standard inner
543	604

Таблица 7. Расчёт скорости перекачки сжиженного природного газа в трубопроводе отгрузки при давлении нагнетания 7 бар

Table 7. Calculation of the liquefied natural gas velocity in the loading pipeline at a discharge pressure of 7 bar

Q		$d, \text{ м/м}$	$v, \text{ м/с/м/с}$
$\text{м}^3/\text{ч}$ m^3/h	$\text{м}^3/\text{с}$ m^3/s		
5394	1,50	0,604	5,24

Итак, полученная скорость перекачки 5,24 м/с меньше максимальных 12 м/с, что говорит о безопасности подобранной конструкции трубопровода с точки зрения накопления статического заряда.

Далее следует определить толщину теплоизоляции. Исходные данные для расчёта толщины теплоизоляции трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ представлены в табл. 8.

В соответствии с [34] по нормированной плотности теплового потока была рассчитана толщина изоляции для трубопровода отгрузки СПГ. Полученная толщина теплоизоляции равна 230 мм.

Затем нужно произвести проверочный расчёт на соответствие условию, при котором температура СПГ в конечной точке трубопровода должна быть ниже температуры насыщения. С этой целью в программном комплексе Aspen HYSYS была составлена модель трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ. Для расчёта свойств СПГ использовано уравнение состояния Пенга–Робинсона. В качестве метода расчёта потерь давления однофазного потока используется уравнение Дарси–Вейсбаха. Для определения коэффициента теплопередачи выбрана методика HTFS.

В табл. 9 приведены исходные данные для проверочного расчёта трубопровода отгрузки СПГ.

Результаты проверочного расчёта приведены в табл. 10.

Таблица 8. Исходные данные для расчёта толщины теплоизоляции при давлении нагнетания 7 бар

Table 8. Initial data for calculating the thickness of thermal insulation at a discharge pressure of 7 bar

Внутренняя температура Inner temperature, °C	–160
Температура окружающей среды Ambient temperature, °C	–4
Район размещения Location region	Крайний Север Far North
Месторасположение трубопровода Pipeline location	на открытом воздухе in open air
Скорость ветра, м/с/Wind speed, m/s	10
Теплопроводность теплоизоляции, Вт/(м·°C) Thermal conductivity of thermal insulation, W/(m·°C)	0,025

Таблица 9. Исходная информация для проверочного расчёта трубопровода отгрузки сжиженного природного газа при давлении нагнетания 7 бар

Table 9. Source information for the verification calculation of the liquefied natural gas loading pipeline at a discharge pressure of 7 bar

Длина линии, м/Line length, m	2250
Средняя температура воздуха/Average air temperature, °C	–4
Теплопроводность изоляции, Вт/(м·K) Insulation thermal conductivity, W/(m·K)	0,025
Толщина теплоизоляции, мм Thickness of the thermal insulation, mm	230
Внешний диаметр трубы, мм/Pipe outer diameter, mm	610
Внутренний диаметр трубы, мм/Pipe inner diameter, mm	604
Давление в начальной точке, бар/Inlet pressure, bar	7,0
Температура в начальной точке/Inlet temperature, °C	–163,0
Расход загрузки, м³/ч/Loading rate, m³/h	5394

Таблица 10. Результаты проверочного расчёта трубопровода отгрузки сжиженного природного газа при давлении нагнетания 7 бар

Table 10. Verification calculation results of the liquefied natural gas loading pipeline at a discharge pressure of 7 bar

Давление в конечной точке, бар/Outlet pressure, bar	4,80
Температура в конечной точке/Outlet temperature, °C	–162,9
Температура начала кипения в конечной точке Onset temperature of boiling, °C	–138,4

Как видно из результатов проверочного расчёта, давление в конечной точке трубопровода оказалось на 1,5 бар выше закладываемого в гидравлический расчёт, которое равно 3,3 бар. Это обусловлено подбором большего диаметра трубы из стандартного ряда.

Полученный прогрев СПГ составил незначительные 0,1 °С. Температура насыщения (температура начала кипения) в конечной точке трубопровода на 24,5 °С превосходит температуру СПГ в этой же точке трубопровода. Таким образом, кипение СПГ при установившемся режиме погрузки исключено, обеспечивается однофазное течение жидкости.

Однако по результатам расчётов следует заметить, что имеется значительный запас по максимальной допустимой скорости перекачки (табл. 7). Поэтому возникает вопрос: «Имеется ли возможность подобрать меньший диаметр и как это отразится на работе трубопровода?» Для этого можно подобрать насос с давлением нагнетания побольше – до 10 бар.

Произведём расчёты диаметра трубопровода при давлении в начале трубопровода, равном 10 бар. Исходные данные для расчёта представлены в табл. 11.

Таблица 11. Исходные данные для расчёта диаметра трубопровода отгрузки при давлении нагнетания 10 бар

Длина, м/Length, m	2250
Расход одной линии, м³/ч/Flowrate of one line, m³/h	5394
Давление на входе, бар/Inlet pressure, bar	10,00
Давление на выходе, бар/Outlet pressure, bar	3,30
Рабочая температура/Operating temperature, °C	-160
Рабочее давление, бар/Operating pressure, bar	6,65

С использованием зависимости (1) был заново рассчитан внутренний диаметр трубопровода СПГ при давлении в начальной точке 10 бар и из [31] был подобран ближайший к расчётному стандартный внутренний диаметр трубы (табл. 12).

Таблица 12. Подобранный стандартный внутренний диаметр трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ при давлении нагнетания 10 бар

Table 12. Selected standard inner diameter of the Yamal LNG plant loading pipeline at a discharge pressure of 10 bar

Диаметр мм/Diameter, mm	
Расчётный внутренний Estimated inner	Стандартный внутренний Standard inner
483	502

Расчёт скорости перекачки по формуле (3) представлен в табл. 13.

Итак, полученная скорость перекачки 7,59 м/с меньше максимальных 12 м/с, что говорит о безопасности выбранной конструкции трубопровода с точки зрения накопления статического заряда.

Таблица 13. Расчёт скорости перекачки сжиженного природного газа в трубопроводе отгрузки при давлении в начальной точке 10 бар

Table 13. Calculation of the liquified natural gas velocity in the loading pipeline at a discharge pressure of 10 bar

Q		d, м/m	v, м/с/m/s
м³/ч/m³/h	м³/с/m³/s		
5394	1,50	0,502	7,59

По результатам расчётов имеем два варианта конструкции трубопровода (табл. 14).

Таблица 14. Варианты конструкции трубопровода

Table 14. Pipeline design options

Варианты конструкции Design options	Внутренний диаметр, мм Inner diameter, mm	Давление нагнетания, бар Discharge pressure, bar
1	604	7
2	502	10

Криогенный насос с более высоким давлением нагнетания при одинаковом расходе СПГ и давлении на всасывающей линии будет потреблять большую мощность, а потребляемая мощность в зависимости от коэффициента полезного действия (КПД) будет расходоваться на полезную работу сжатия и диссипативные потери в насосе. Данные диссипативные потери будут обуславливать прогрев сжимаемого потока СПГ.

Очевидно, что при использовании варианта 1 прогрев СПГ в результате сжатия в насосе будет ниже по причине меньшего давления нагнетания, но увеличится теплоприток к трубопроводу из-за большего диаметра. По варианту 2 ситуация обратная.

Для окончательного выбора диаметра трубопровода следует составить сопряжённую модель «насос–трубопровод» и сравнить потери холода по обоим вариантам конструкции.

В программном комплексе Aspen HYSYS построена модель «насос–трубопровод». Схема модели представлена на рис. 2.

Сопряжённая расчётная модель «насос–трубопровод» в программе Aspen HYSYS включает в себя расчёт следующих величин.

Полезная мощность насоса в единице измерения Вт определяется зависимостью:

$$W_{use} = (p_{out} - p_{in}) \cdot Q_{op},$$

где p_{out} и p_{in} – давление на нагнетательной и всасывающей линии насоса, Па; Q_{op} – объёмный расход СПГ при рабочих условиях, м³/с.

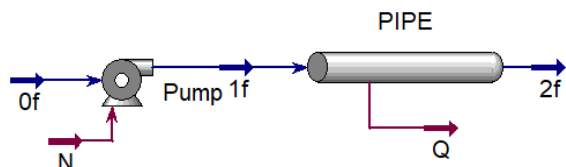


Рис. 2. Схема модели «насос-трубопровод»: 0f – поток сжиженного природного газа на всасывающей линии насоса; Pump – криогенный насос; N – мощность, потребляемая насосом; 1f – поток сжиженного природного газа на нагнетании насоса; PIPE – трубопровод сжиженного природного газа; Q – теплоприток к трубопроводу; 2f – поток сжиженного природного газа в конечной точке трубопровода

Fig. 2. Scheme of the pump-pipeline model: 0f – liquified natural gas flow on the pump suction line; Pump – cryogenic pump; N – power consumption by the pump; 1f – liquified natural gas flow at the pump injection; PIPE – liquified natural gas pipeline; Q – heat gain to the pipeline; 2f – liquified natural gas flow at the end point of the pipeline

Потребляемая насосом мощность рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{cons}} = \frac{W_{\text{use}}}{\eta} \cdot 100\%,$$

где η – КПД насоса, %.

Соответственно, теплоприток к сжимаемому потоку СПГ в результате диссипативных потерь в насосе будет определяться формулой:

$$Q_{\text{dis}} = W_{\text{cons}} \cdot \frac{100\% - \eta}{100\%}.$$

Общий теплоприток к потоку СПГ, перекачиваемому через насос и трубопровод отгрузки, определяется формулой:

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{dis}} + Q_{\text{pipe}},$$

где Q_{pipe} – тепловой поток к трубопроводу СПГ, рассчитываемый по методике HTFS, Вт.

Таблица 15. Исходные данные для моделирования

Table 15. Initial data for modeling

Параметры модели Model parameters	Вариант Option	
	1	2
Расход СПГ, м³/ч/LNG flowrate, m³/h	5394	5394
Давление всасывающей линии насоса, бар Pump suction pressure, bar	1,2	1,2
Температура на всасывающей линии насоса Pump suction temperature, °C	-163	-163
КПД насоса/Pump efficiency, %	85	85
Давление нагнетательной линии насоса, бар Pump discharge pressure, bar	7,0	10,0
Стандартный внутренний диаметр, мм Standard inner diameter, mm	604	502
Длина трубопровода, м/Pipeline length, m	2250	2250
Толщина теплоизоляции, мм/Isolation thickness, mm	230	230

Исходные данные для моделирования приведены в табл. 15.

Результаты расчётов по рассматриваемым вариантам конструкции трубопровода представлены в табл. 16 и на рис. 3.

Таблица 16. Результаты моделирования

Table 16. Simulation results

Полученные значения Obtained values	Вариант Option	
	1	2
Температура на нагнетательной линии насоса Pump discharge temperature, °C	-162,8	-162,7
Температура в конечной точке трубопровода Pipeline outlet temperature, °C	-162,7	-162,4
Давление в конечной точке трубопровода, бар Pipeline outlet pressure, bar	4,80	4,40
Потребляемая насосом мощность, кВт Pump power consumption, kW	1023	1552
Теплоприток от диссипативных потерь в насосе, кВт Pump dissipative losses heating, kW	153	233
Теплоприток к трубопроводу, кВт Pipeline heat gain, kW	100	87
Общий теплоприток, кВт/Total heat gain, kW	253	319

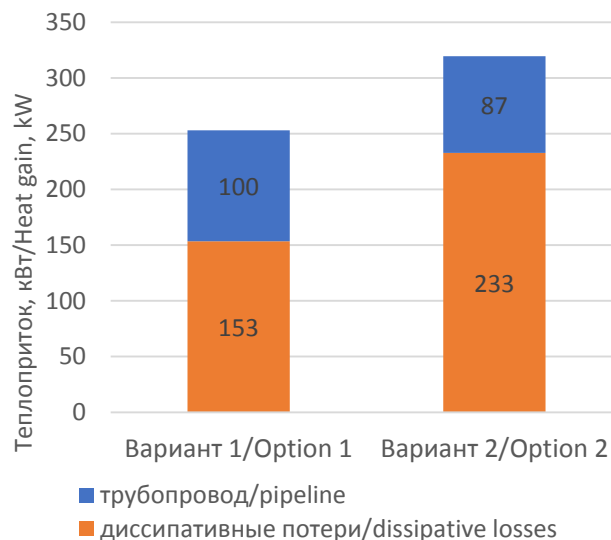


Рис. 3. Диаграмма распределения теплопритоков по вариантам

Fig. 3. Diagram of the distribution of heat flows by options

По результатам расчётов видно, что при проектировании загрузочного трубопровода СПГ выбор повышенного давления нагнетания и соответствующего меньшего диаметра трубопровода приводит к увеличению общего теплопритока и прогрева потока СПГ: общий теплоприток по варианту 2 с большим давлением и меньшим диаметром превышает теплоприток варианта 1 на 66 кВт, или на 26,1 %. Главным образом эта разница обусловлена диссипативными потерями в насосе: теплоприток

от сил диссипации в насосе по варианту 2 превосходит этот же показатель варианта 1 на 80 кВт, или на 52,3 %. Экономия холода по варианту 2 за счёт исключительно снижения диаметра трубопровода составила 13 кВт, т. е. теплоприток к трубопроводу по варианту 2 ниже того же показателя варианта 1 на 13 %.

Также следует отметить, что упомянутые теплопритоки обуславливают образование значительных объёмов отпарного газа в загружаемом танкере. Возврат данных паров низкого давления экономически нецелесообразен, поэтому в зависимости от местных экологических норм их приходится утилизировать на факеле, отправлять на повторное сжижение или использовать в качестве топлива для выработки электроэнергии [28].

С этих позиций при рассмотрении конструкций загрузочных трубопроводов СПГ одинаковой производительности и протяжённости, но различных диаметров и давлений нагнетания рекомендуется выбирать трубопровод с большим диаметром и меньшим давлением нагнетания по соображениям экономии холода и снижения образования отпарных газов во время погрузки.

Заключение

Предложенная методика гидравлического расчёта криогенного трубопровода отгрузки береговых заводов сжиженного природного газа была апробирована на примере действующего производственного объекта – трубопроводе отгрузки завода Ямал СПГ. Полученные результаты проведённых исследований и расчётов указывают на возможность использования разработанной методики для гидравлических расчётов и выбора трубопроводов отгрузки береговых заводов сжиженного природного газа и позволяют отметить следующее.

Расход сжиженного природного газа при погрузке определяется исходя из вместимости танкера и ожидаемого времени погрузки, которое может составлять от 12 до 16 ч. Данный временной отрезок может быть продиктован тем фактом, что элементарным временным интервалом ставки портовых сборов являются одни сутки, т. е. общее время нахождения танкера сжиженного природного газа в акватории порта не должно превышать одних суток.

Длина трубопровода отгрузки обусловлена расстоянием между резервуаром сжиженного природного газа и вынесенным в море причалом, размещение которого определяется рельефом дна прибрежной зоны, позволяющим танкерам требуемой вместимости пришвартоваться к причалу.

Давление в начале трубопровода отгрузки задаётся исходя из давления нагнетания выбранного криогенного насоса. С целью снизить прогрев СПГ в результате сжатия в насосе следует подбирать насос с наименьшим возможным давлением нагнетания. Однако это потребует подбора трубопровода с большим диаметром.

По поводу варианта подбора насоса с более высоким давлением нагнетания и трубопровода с меньшим диаметром следует заметить, что на примере гидравлического расчёта трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ очевидно, что последний вариант приведёт к ощутимому увеличению количества выделяемого отпарного газа во время загрузки, утилизация которого экономически невыгодна и потребует, в свою очередь, строительства трубопровода возврата отпарного газа повышенной производительности.

Давление в конце трубопровода ограничено наибольшим рабочим давлением танков морских газовозов 0,3 бар (изб.) и гидростатическим давлением наивысшего столба жидкости в них.

Коэффициент гидравлического сопротивления трубопроводов сжиженного природного газа рекомендуется определять по формуле Кольбука.

После гидравлического расчёта необходимо выполнить проверку на максимальную безопасную скорость перекачки (не более 12 м/с) во избежание накопления статического заряда, дополнительного теплопритока и испарения в результате чрезмерной турбулизации потока.

Затем следует произвести расчёт теплоизоляции и проверочный расчёт на соответствие условию превышения температуры насыщения над температурой СПГ в конечной точке трубопровода.

Исходя из полученных результатов для трубопровода отгрузки завода Ямал СПГ установлено, что рассчитанный по разработанной методике трубопровод имеет запас по давлению и температуре сжиженного природного газа в конце трубопровода, а также по скорости перекачки, что представляет определённый потенциал для возможной будущей реконструкции и модернизации береговой загрузочной инфраструктуры заводов.

Таким образом, разработанная методика гидравлического расчёта трубопровода отгрузки сжиженного природного газа также может быть предложена для использования в качестве дополнения в Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа [10].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 2023 World LNG Report. – London: IGU, 2023. URL: <https://www.igu.org/resources/lng2023-world-lng-report/> (дата обращения 18.12.2023).
2. Динамика промышленного производства в 2022 году. – М.: Росстат, 2023. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/196621> (дата обращения 30.08.2023).
3. Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации: распоряжение Правительства РФ от 16 марта 2021 г. № 640-р. – М.: Правительство Российской Федерации, 2021. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (дата обращения 30.08.2023).
4. Ильин М.С. Методика расчёта технологических параметров газопровода для сжиженного природного газа // Транспорт и хранение углеводородного сырья. Нефтегазовый терминал: материалы Международной научно-технич. конф. – Тюмень, 25–26 апреля 2019. – Тюмень: Тюмен. индустр. ун-т, 2019. – С. 74–83.
5. 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.
6. Зайцев А.В., Логвиненко Е.В. Решение задачи оптимизации криогенного трубопровода с помощью метода поиска Парето-оптимального решения // Вестник Международной академии холода. – 2015. – № 2. – С. 55–60.
7. Воронов В.А., Мартыненко Я.В. Сравнительный анализ однофазного и двухфазного режимов транспортировки природного газа по трубопроводным системам // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 4-4 (58). – С. 28–34.
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. – № 2. – P. 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.
9. Фёдорова Е.Б. Комплексное научно-технологическое обоснование производства сжиженного природного газа: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2019, 360 с. URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Fedorova_EB.pdf (дата обращения 30.08.2023).
10. ВНТП 51-1-88. Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные). – М.: МИНГАЗПРОМ СССР, 1988. – 39 с.
11. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Серия 3 Выпуск 67. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 194 с.
12. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. – М.: Стандартинформ, 2015. – 185 с.
13. ОСТ 26-04-1221-75. Трубопроводы криогенные. Общие технические требования. – М.: ОАО «НИИхиммаш», 1998. – 35 с.
14. ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015. – 22 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». – М.: Ростехнадзор, 2022, 20 с. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573140265> (дата обращения 30.08.2023).
16. BS EN 1473:2007. Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations. – London: BSI, 2007. – 132 p.
17. NFPA 59A-2019. Standard for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG). – Quincy: NFPA, 2019. – 93 p.
18. ASME B31.3-2022. Process piping. ASME code for pressure piping, B31. – New York: ASME, 2023. – 546 p.
19. ASME B31.4-2022. Pipeline transportation systems for liquids and slurries, B31. – New York: ASME, 2022. – 116 p.
20. ГОСТ 34894-2022. Газ природный сжиженный. Технические условия. – М.: ПСТ, 2022. – 12 с.
21. Rumble J., Bruno T., Doa M. CRC handbook of chemistry and physics. 104th ed. / Ed. by J. Rumble. – Boca Raton: CRC Press, 2023. – 1604 p.
22. Исакович Р.Я., Логинов В.И., Попадью В.Е. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1983. – 424 с.
23. Криогенные системы: В 2 т. Т. 2. Основы проектирования аппаратов, установок и систем / А.М. Архаров, И.А. Архаров, В.П. Беляков, В.Л. Бондаренко, Е.И. Микулин, Ю.В. Никифоров, В.Г. Пронько, Ю.Г. Писарев, М.Ю. Савинов, В.Ю. Семенов, А.И. Смородин, Н.В. Филин, В.Ю. Шадрин, Ю.А. Шевич, Э.Ф. Шургальский / под ред. А.М. Архарова, А.И. Смородина. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1999. – 710 с.
24. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
25. Global optimal vessel capacity for LNG production and transportation / C. Igboanusi, H. Amuji, O. Onukwube, N. Chikadibia // Journal of Sustainable Development of Transport and Logistics. – 2022. – Vol. 7. – № 1. – P. 82–89. DOI: 10.14254/jsdtl.2022.7-1.7.
26. Molnar G. Economics of gas transportation by pipeline and LNG // The Palgrave Handbook of International Energy Economics / Eds. M. Hafner, G. Luciani – Cham: Palgrave Macmillan, 2022. – P. 23–57. DOI: 10.1007/978-3-030-86884-0_2.
27. Coyle D., Patel V. Processes and pump services in the LNG industry // Proceedings of the 22nd International Pump Users Symposium. – Texas A&M University: Turbomachinery Laboratories, 2005. – P. 179–185.
28. Handbook of liquefied natural gas / S. Mokhtab, J. Mak, J. Valappil, D. Woodio – Oxford: Gulf Professional Publishing, 2014. – 589 p.
29. Vaudolon A. Liquefied gases: marine transportation and storage. – London: Witherby, 2000. – 176 p.
30. Colebrook C. Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws // Journal of the Institution of Civil engineers. – 1939. – Vol. 11. – № 4. – P. 133–156. DOI: 10.1680/ijoti.1939.13150.
31. BS EN ISO 1127:1997. Stainless steel tubes – dimensions, tolerances and conventional masses per unit length. – London: BSI, 1998. – 10 p.

32. ГОСТ 9941-2022. Трубы бесшовные холоднодеформированные из коррозионно-стойких высоколегированных сталей. Технические условия. – М.: ПСТ, 2023. – 20 с.
33. IACS Rec 142: LNG Bunkering Guidelines – London: IACS, 2016. – 67 p. URL: <https://iacs.org.uk/resolutions/recommendations/141-160/rec-142-new> (дата обращения 30.08.2023).
34. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. – М.: Минрегион России, 2012. – 51 с.
35. SCF Group – Проект «Ямал СПГ» (Россия). ПАО «Совкомфлот». URL: https://scf-group.com/fleet/business_scope/projects/item601.html (дата обращения 18.01.2024).

Информация об авторах

Шамиль Мансурович Муниров, аспирант кафедры оборудования нефтегазопереработки Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, пр. Ленинский, 65, к. 1; shamil.munirov@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-6838-4317>

Вячеслав Борисович Мельников, доктор химических наук, профессор кафедры оборудования нефтегазопереработки Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, пр. Ленинский, 65, к. 1; v.mel@mail.ru

Поступила в редакцию: 21.06.2024

Поступила после рецензирования: 06.07.2024

Принята к публикации: 02.04.2025

REFERENCES

1. 2023 World LNG Report. London, IGU, 2023. Available at: <https://www.igu.org/resources/lng2023-world-lng-report/> (accessed 18 December 2023).
2. Dynamics of industrial production in 2022. Moscow, Rosstat, 2023. (In Russ.) Available at: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/196621> (accessed 30 August 2023).
3. Long-term program for the development of liquefied natural gas production in the Russian Federation: Decree of the Government of the Russian Federation No. 640-r dated March 16. Moscow, The Russian Government, 2021. (In Russ.) Available at: <http://static.government.ru/media/files/16DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (accessed 30 August 2023).
4. Ilyin M.S. The method of calculating the technological parameters of a gas pipeline for liquefied natural gas. *Oil & gas terminal: Materials of Int. Sci. & Tech. Conf. Transportation and storage of hydrocarbon raw materials*. Tyumen, April 25–26, 2019. Tyumen, Tyumen Ind. Univ. Publ., 2019. pp. 74–83. (In Russ.)
5. Voronov V.A., Karyakina E.D., Akhmerov E.V. Analysis of technical solutions in transport and storage of liquefied natural gas. *Journal of International Academy of Refrigeration*, 2019, no. 3, pp. 15–22. (In Russ.)
6. Zaitsev A.V., Logvinenko E.V. Optimization of cryogenic piping using Pareto optimal solution method. *Journal of International Academy of Refrigeration*, 2015, no. 2, pp. 55–60. (In Russ.)
7. Voronov V. A., Martynenko Ya.V. The comparative analysis of single-phase and two-phase regimes of natural gas transportation by pipeline systems. *International Research Journal*, 2017, no. 4-4 (58), pp. 28–34. (In Russ.)
8. Shammazov I., Karyakina E. The LNG flow simulation in stationary conditions through a pipeline with various types of insulating coating. *Fluids*, 2023, no. 8, pp. 68. DOI: 10.3390/fluids8020068.
9. Fedorova E.B. *Comprehensive scientific and technological justification of the production of liquefied natural gas*. Dr. Diss. Moscow, 2019. 360 p. (In Russ.) Available at: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Fedorova_EB.pdf (accessed 30 August 2023).
10. VNTP 51-1-88. *Departmental Norms of Production Engineering of facilities for the production and storage of liquefied natural gas, isothermal storage facilities and LNG filling stations (temporary)*. Moscow, Mingazprom of the USSR Publ., 1988. 39 p. (In Russ.)
11. *Safety Manual «Recommendations for the installation and safe operation of technological pipelines»*. Moscow, Scientific technical center of industrial safety problems research CJSC, 2013. 194 p. (In Russ.)
12. GOST 32569-2013. *Technological steel pipelines. Requirements for installation and operation in explosion- and fire-hazardous and chemically hazardous industries*. Moscow, Standartinform Publ., 2015. 185 p. (In Russ.)
13. OST 26-04-1221-75. *Cryogenic pipelines. General technical requirements*. Moscow, NIChimmash OJSC, 1998. 35 p. (In Russ.)
14. GOST R 56352-2015. *Oil and gas industry. Production, storage and pumping of liquefied natural gas. General safety requirements*. Moscow, Standartinform Publ., 2015. 22 p. (In Russ.)
15. *Federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules for liquefied natural gas facilities»*. Moscow, Rostekhnadzor Publ., 2022. 20 p. (In Russ.) Available at: <https://docs.cntd.ru/document/573140265> (accessed 30 August 2023).
16. BS EN 1473:2007. *Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations*. London, BSI, 2007. 132 p.
17. NFPA 59A-2019. *Standard for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG)*. Quincy, NFPA, 2019. 93 p.
18. ASME B31.3-2022. *Process piping. ASME code for pressure piping, B31*. New York, ASME, 2023. 546 p.
19. ASME B31.4-2022. *Pipeline transportation systems for liquids and slurries, B31*. New York, ASME, 2022. 116 p.
20. GOST 34894-2022. *Liquefied natural gas. Technical conditions*. Moscow, RST Publ., 2022. 12 p. (In Russ.)
21. Rumble J., Bruno T., Doa M. *CRC handbook of chemistry and physics*. 104th ed. Ed. by J. Rumble. Boca Raton, CRC Press, 2023. 1604 p.

22. Isakov R.Ya., Loginov V.I., Popadko V.E. *Automation of production processes in the oil and gas industry*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 424 p. (In Russ.)
23. Arkharov A.M., Arkharov I.A., Belyakov V.P., Bondarenko V.L., Mikulin E.I., Nikiforov Yu.V., Pronko V.G., Pisarev Yu.G., Savinov M.Yu., Semenov V.Yu., Smorodin A.I., Filin N.V., Shadrina V.Yu., Shevich Yu.A., Shurgalsky E.F. *Cryogenic systems: Vol. 2. Fundamentals of designing devices, installations and systems*. Eds. A.M. Arkharov, A.I. Smorodin. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1996. 710 p. (In Russ.)
24. Tugunov P.I., Novoselov V.F., Korshak A.A., Shammazov A.M. *Typical calculations for the design and operation of oil depots and pipelines*. Ufa, DizainPoligrafServis LLC, 2002. 658 p. (In Russ.)
25. Igboanusi C., Amuji H., Onukwube O., Chikadibia N. Global optimal vessel capacity for LNG production and transportation. *Journal of Sustainable Development of Transport and Logistics*, 2022, vol. 7, no. 1, pp. 82–89. DOI: 10.14254/jsdtl.2022.7-1.7.
26. Molnar G. Economics of gas transportation by pipeline and LNG. *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. Eds. M. Hafner, G. Luciani. Cham, Palgrave Macmillan, 2022. pp. 23–57. DOI: 10.1007/978-3-030-86884-0_2.
27. Coyle D., Patel V. Processes and pump services in the LNG industry. *Proceedings of the 22nd International Pump Users Symposium*. Texas A&M University, Turbomachinery Laboratories, 2005. pp. 179–185.
28. Mokhatab S., Mak J.Y., Valappil J.V., Wood D.A. *Handbook of liquefied natural gas*. Oxford, Gulf Professional Publishing, 2014. 589 p.
29. Vaudolon A. *Liquefied gases: marine transportation and storage*. London, Witherby, 2000. 176 p.
30. Colebrook C. Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws. *Journal of the Institution of Civil engineers*, 1939, vol. 11, no. 4, pp. 133–156. DOI: 10.1680/ijoti.1939.13150.
31. BS EN ISO 1127:1992. *Stainless steel tubes – dimensions, tolerances and conventional masses per unit length*. London, BSI, 1998. 10 p.
32. GOST 9941-2022 *Seamless cold-formed pipes made of corrosion-resistant high-alloy steels. Technical conditions*. Moscow, RST Publ., 2022. 20 p. (In Russ.)
33. IACS Rec 142: *LNG Bunkering Guidelines*. London, IACS, 2016. Available at: <https://iacs.org.uk/resolutions/recommendations/141-160/rec-142-new> (accessed 30 August 2023).
34. SP 61.13330.2012. *Thermal insulation of equipment and pipelines. Updated version of SNiP 41-03-2003*. Moscow, RRD Publ., 2012. 51 p. (In Russ.)
35. SCF Group – Project «Yamal LNG» (Russia), 2024. Available at: https://scf-group.com/fleet/business_scope/projects/item601.html (accessed 18 January 2024).

Information about the authors

Shamil M. Munirov, Postgraduate Student, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russian Federation; shamil.munirov@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-6838-4317>

Vyacheslav B. Melnikov, Dr. Sc., Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russian Federation; v.mel@mail.ru

Received: 21.06.2024

Revised: 06.07.2024

Accepted: 02.04.2025