

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ENERGY AND ELECTRICAL ENGINEERING

УДК 621.642.86

DOI: 10.21822/2073-6185-2023-50-1-6-14

Оригинальная статья /Original Paper

**Моделирование регазификационных и рециркуляционных процессов
при транспортировке сжиженного природного газа**

А.Ю. Баранов^{1,2}, Е.С. Середенко¹, Т.А. Малышева¹, Ю.А. Кравченко¹

¹ Университет ИТМО,

¹197101, г. Санкт-Петербург, Кронверкский просп., 49, Россия,

²ООО «НПП «КРИОН»,

²197349, г. Санкт-Петербург, Макулатурный проезд 4, литер А, пом. 120-121, Россия

Резюме. Цель. Целью исследования является моделирование и анализ технологических процессов, протекающих на перевалочном терминале сжиженного природного газа. **Метод.** Исследование основано на методах термодинамического анализа, натурного и вычислительного моделирования процессов и объектов холодильной и криогенной техники с целью поиска оптимальных решений по экономичности, надежности и ресурсу низкотемпературных установок, машин и аппаратов. **Результат.** В статье описан алгоритм работы перевалочного СПГ-терминала и предложен математический аппарат для моделирования протекающих в нем технологических процессов. Представлена информация о причинах образования паров СПГ (Boil-off gas (BOG)) в процессе его транспортирования и перегрузки, рассмотрены методы утилизации избыточных паров СПГ. **Вывод.** Для поддержания криогенной температуры разгрузочных рукавов представлена линия рециркуляции СПГ (рециркуляционные трубопроводы).

Ключевые слова: рециркуляция, сжиженный природный газ (СПГ); танкеры СПГ, перевалочный терминал СПГ, отпарной газ, пары СПГ; утилизация паров СПГ

Для цитирования: А.Ю. Баранов, Е.С. Середенко, Т.А. Малышева, Ю.А. Кравченко. Моделирование регазификационных и рециркуляционных процессов при транспортировке сжиженного природного газа. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2023; 50 (1):6-14. DOI:10.21822/2073-6185-2023-50-1-6-14

**Modeling of regasification and recirculation processes during the transportation
of liquefied natural gas**

A.Yu. Baranov^{1,2}, E.S. Seredenko¹, T.A. Malysheva¹, Yu.A. Kravchenko¹

¹ITMO University,

¹49 Kronverksky Ave., Saint Petersburg 197101, Russia,

²LLC Research and Production Company KRION,

²4 Makulaturnyy passage, Letter A, room. 120-121, Saint Petersburg 197349, Russia

Abstract. Objective. The purpose of the research is modeling and analysis of technological processes occurring at the transshipment terminal of liquefied natural gas. **Method.** The study is based on the methods of thermodynamic analysis, full-scale and computational modeling of processes and objects of refrigeration and cryogenic equipment in order to find optimal solutions in terms of efficiency, reliability and service life of low-temperature installations, machines and apparatus. **Result.** The article describes the operation algorithm of an LNG transshipment terminal and proposes a mathematical apparatus for modeling the technological processes occurring in it. Information about the causes of the formation of LNG vapors (Boil-off gas (BOG)) during its transportation and reloading is presented, methods for utilizing excess LNG vapors are considered. **Conclusion.** To maintain the cryogenic temperature of the unloading arms, an LNG recirculation line (recirculation pipelines) is provided.

Keywords: recycling, liquefied natural gas (LNG); LNG tankers, LNG transshipment terminal, boil-off gas, LNG vapors; LNG vapor recovery

For citation: A.Yu. Baranov, E.S. Seredenko, T.A. Malysheva, Yu.A. Kravchenko. Modeling of regasification and recirculation processes during the transportation of liquefied natural gas. Herald of the Daghestan State Technical University. Technical Science. 2023; 50(1):6-14. DOI:10.21822/2073-6185-2023-50-1-6-14

Введение. Мировой спрос на сжиженный природный газ (СПГ) стремительно растет. По данным [1] за 2019 год Россия экспортировала 28,9 млн. тонн СПГ. Основные объемы СПГ экспортировались в Европу (15,4 млн. тонн) и Восточную Азию (11,7 млн. тонн). Планируется, что к 2035 году за счет реализации ряда инвестпроектов производство СПГ превысит 80 млн. тонн в год, а доля России в мировом производстве составит 15-20%.

На сегодняшний день в России действуют два крупнотоннажных завода по производству СПГ: «Сахалин-2» и «Ямал СПГ». На стадии реализации находятся проекты «Арктик СПГ 2», «Балтийский СПГ» совместно с комплексом по переработке этансодержащего газа, проектируется завод «Владивосток-СПГ».

Основное направление развития экономики Арктического региона России связано с геологоразведкой и добычей углеводородов. Компания НОВАТЭК (проекты «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2») предпринимает все необходимые шаги по освоению этого направления и предусматривает рост производства СПГ в Арктическом регионе к 2030 году до уровня 70 млн. т в год [2]. Основные преимущества использования СПГ для доставки сжиженного природного газа с месторождений Российской Арктики (полуострова Ямал и Гыданский) на европейские и азиатские рынки заключаются в наименьшей стоимости перевозки СПГ и в сокращении сроков доставки по сравнению с альтернативными маршрутами [3].

Постановка задачи. Схема транспортировки по Суэцкому каналу предусматривает доставку СПГ на перегрузочный терминал в Мурманске танкерами ледового класса с последующей перевалкой на СПГ-танкеры обычного типа и отгрузку в азиатский регион. При транспортировке СПГ в восточном направлении по Северному морскому пути предполагается перевалка СПГ с танкеров ледового класса на танкеры обычного типа на Камчатке. Перегрузочные терминалы в Мурманске и на Камчатке построит «НОВАТЭК», их ввод в эксплуатацию запланирован на 2022-2023 год [4,5]. Каждый из терминалов включает плавучее хранилище СПГ двумя точками перевалки «борт-в-борт», мощность каждого терминала - 20 млн. тонн в год (табл. 1).

Таблица 1. Технические характеристики перегрузочных терминалов
Table 1. Specifications of transshipment terminals

Параметры / Options	Регион расположения терминала/ Terminal location region	
	Мурманск	Камчатка
Пропускная способность Bandwidth	20 млн. тонн/год	20 млн. тонн/год
Местонахождение Location	Губа Ура на берегу Баренцева моря (40 км от г. Мурманск, 1000 морских миль от Сабетты)	Бухта Бечевинская (100 км от г. Петропавловск-Камчатский, 4000 морских миль от Сабетты)
Объем хранилища Storage capacity	2 плавучих хранилища СПГ объемом V=360 тыс. м ³	2 плавучих хранилища СПГ объемом V=360 тыс. м ³
Условия поставок Delivery conditions	Возможна продажа на условиях FOB*	Возможна продажа на условиях FOB*

*Условия FOB (англ. Free On Board) предусматривают, что продавец обязан доставить товар в порт и погрузить на указанное покупателем судно, расходы по доставке товара на борт судна возлагаются на продавца.

Транспортировка СПГ по Северному морскому пути требует использования танкеров-газовозов ледокольного класса типа Arc7. Подобные танкеры уже применяются в России, это суда длиной около 300 м, вместимостью 172 600 куб. м СПГ.

Специально для проекта «Ямал СПГ» спроектированы и построены 15 СПГ-танкеров ледового класса Arc7, способные осуществлять навигацию без ледокольной проводки по Северному морскому пути. Наличие такого уникального флота позволит осуществлять транспортировку СПГ в порты Азиатско-Тихоокеанского региона круглогодично. За 2020 год с завода «Ямал СПГ» было отгружено 255 танкерных партий СПГ (18,6 млн. тонн) [2].

Дополнительным преимуществом транспортировки СПГ по Северному морскому пути является возможность бункеровки судов, перевозящих сжиженный природный газ. В условиях ужесточения требований к судовому топливу и возможного запрета Международной морской организации на использование мазута в Арктике, использование СПГ в качестве судового топлива может стать вполне оправданной альтернативой [5].

Методы исследования. Существенное сокращение расстояния и времени транспортировки по СМП обеспечит снижение объемов образования паров сжиженного природного газа (Boil-off gas (BOG)).

Пары СПГ образуются за счет разницы температур между СПГ и окружающей средой вследствие подвода теплоты из окружающей среды через изоляцию стенок танка. Как правило, избыточные пары сжиженного природного газа собираются с помощью системы рекуперации паров, повторно сжижаются и возвращаются в сжиженном виде в грузовые танки. При отсутствии на танкере системы повторного сжижения природного газа, избыточные пары СПГ сжигают на факельной установке [6].

В зависимости от двигательной установки судна-газовоза, избыточные пары СПГ могут использоваться в качестве судового топлива.

Поскольку пары сжиженного природного газа являются ценным побочным продуктом СПГ, в мировой практике все чаще применяют двухтопливные двигательные установки, способные работать на газе, а тяжелый мазут или судовое дизельное топливо при этом используются в качестве резервного топлива [7].

Танкеры-газовозы ледового класса типа Arc7, предназначенные для перевозки СПГ по Северному морскому пути, оснащены двухтопливными двигателями Wärtsilä. Скорость парообразования для таких танкеров составляет 0,125% - 0,13% в день от объема СПГ в грузовом танке [8]. Для танков применяется специальная технология теплоизоляции - NO96-GW, за счет чего во время морских рейсов образуется меньше паров СПГ.

При вместимости танкера 170 000 м³ СПГ образуется порядка 170-255 м³ паров СПГ ежедневно. Испаряющийся газ составляет около 80-90% энергии, необходимой танкеру СПГ при его полной мощности в груженом рейсе, и около 40-50% в балластном рейсе [9]. Для продолжения работы танкеру потребуется дополнительное количество топлива или паров СПГ. В таком случае могут применяться форсированные испарители, позволяющие испарять дополнительное количество СПГ. Следует отметить, что во время морских перевозок вследствие постоянного испарения СПГ возрастает и теплота сгорания его паров. Со временем этот факт может снизить необходимость принудительного испарения дополнительного количества СПГ.

На перегрузочных терминалах в Мурманске и на Камчатке СПГ перегружается с танкеров ледового класса Arc7 на танкеры обычного типа для дальнейшей его транспортировки в азиатские и европейские порты.

Поскольку поставки и отгрузки продукта могут носить неравномерный характер, с целью снижения продолжительности простоев судов-газовозов в ожидании разгрузки или погрузки СПГ предусматривается возможность перегрузки СПГ с судна на судно по схеме «борт в борт» без промежуточного хранения на плавучих хранилищах газа (ПХГ).

При погрузочно/разгрузочных операциях интенсивность парообразования может кратковременно возрастать в 1,5-2 раза. Основные причины парообразования в процессе

погрузки/разгрузки танкера представлены в табл. 2 [10]. Избыточные пары СПГ отводятся в специальный рукав на терминале и далее на береговую систему повторного сжижения природного газа или могут сжигаться на факельной установке.

Таблица 2. Основные причины парообразования в процессе погрузки/разгрузки танкера
Table 2. The main causes of vaporization during loading / unloading of a tanker

	Наименование технологических операций Name of technological operations
Парообразование в процессе погрузки танкера Vaporization in the process of loading a tanker	Возврат паров из танков судна; Теплопритоки от двигателей насосов терминала; Теплопритоки из окружающей среды к трубопроводам и оборудованию СПГ; Охлаждение судовой грузовой магистрали и погрузочных рукавов; Охлаждение причальной линии (если загрузка непрерывная); Смешение загруженного СПГ с остатками от предыдущей партии СПГ (пяткой); Охлаждение танков судна.
Парообразование в процессе разгрузки танкера Steam generation during tanker unloading	Возврат паров в танки судна; Теплопритоки от двигателей насосов судна; Теплопритоки из окружающей среды к трубопроводам и оборудованию СПГ; Рабочее давление в танке судна выше, чем в резервуаре для хранения СПГ; Охлаждение судового коллектора и разгрузочных рукавов; Охлаждение причальной линии (если разгрузка непрерывная) Смешение выгруженного СПГ с остатками от предыдущей партии СПГ

Образующиеся при транспортировке и перегрузке пары СПГ возможно реализовывать по местной газотранспортной сети потребителям. При строительстве собственной газотранспортной инфраструктуры, снабжение потребителей Камчатского края и Мурманской области регазифицированным сжиженным природным газом (парами СПГ) целесообразно и позволит покрыть операционные затраты перегрузочных терминалов. Подобная практика уже применяется в странах Западной Европы, где образующийся при перевалке регазифицированный сжиженный природный газ используется для покрытия нагрузок в тепловой энергии близлежащих населенных пунктов [2].

Потребность в СПГ на Камчатке оценивается в 600 тыс. т/год СПГ (около 1 млрд. м³/год газа). Только газовых выбросов терминала вместимостью 360 тыс. м³ СПГ будет недостаточно для полного покрытия дефицита газоснабжения Камчатского края. Для покрытия пиков потребления газа в зимний период потребуется строительство хранилищ СПГ общим объемом около 600-800 тыс. м³. Правительством Камчатского края рассматриваются 2 варианта газификации региона: строительство регазификационного терминала мощностью 600 тыс. т/год СПГ (около 1 млрд м³/год газа) в Авачинской бухте или строительство магистрального газопровода от перегрузочного терминала НОВАТЭКа до г. Петропавловск-Камчатский.

Со строительством СПГ-терминала в Мурманской области региональное руководство связывает надежды на замещение нефтяных топлив и угля. Можно предположить, что расчет идет также на использование газовых выбросов, образующихся при хранении и перегрузке СПГ. Использование СПГ для газификации Мурманской области позволит заместить до 177 тыс. т нефтяных топлив и более 1 тыс. т угля на объектах теплоснабжения Мурманской области [5]. Для замещения используемого топлива потребуется около 150 тыс. т СПГ.

Обсуждение результатов. Физическая модель регазификационного терминала СПГ. Регазификационные терминалы предназначены для приема СПГ с танкеров-

газовозов и подготовки природного газа к использованию. На регазификационных терминалах СПГ хранится в изотермических резервуарах и по мере необходимости переводится в газообразное состояние. Перевод СПГ в газообразное состояние происходит в системе испарения при помощи нагрева. В качестве прямого теплоносителя обычно используется морская вода, в качестве промежуточного теплоносителя – пропан. Поскольку природный газ не имеет запаха, перед его подачей потребителям требуется одоризация регазифицированного природного газа. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан или тетрагидротиофен [10].

Принципиальная схема регазификационного терминала включает в себя: причал для отгрузки СПГ из танкера-газовоза, резервуары для хранения СПГ, погружные насосы низкого давления, рециркуляционные трубопроводы, компрессоры и конденсаторы паров СПГ, испарители СПГ (рис. 1) [5].

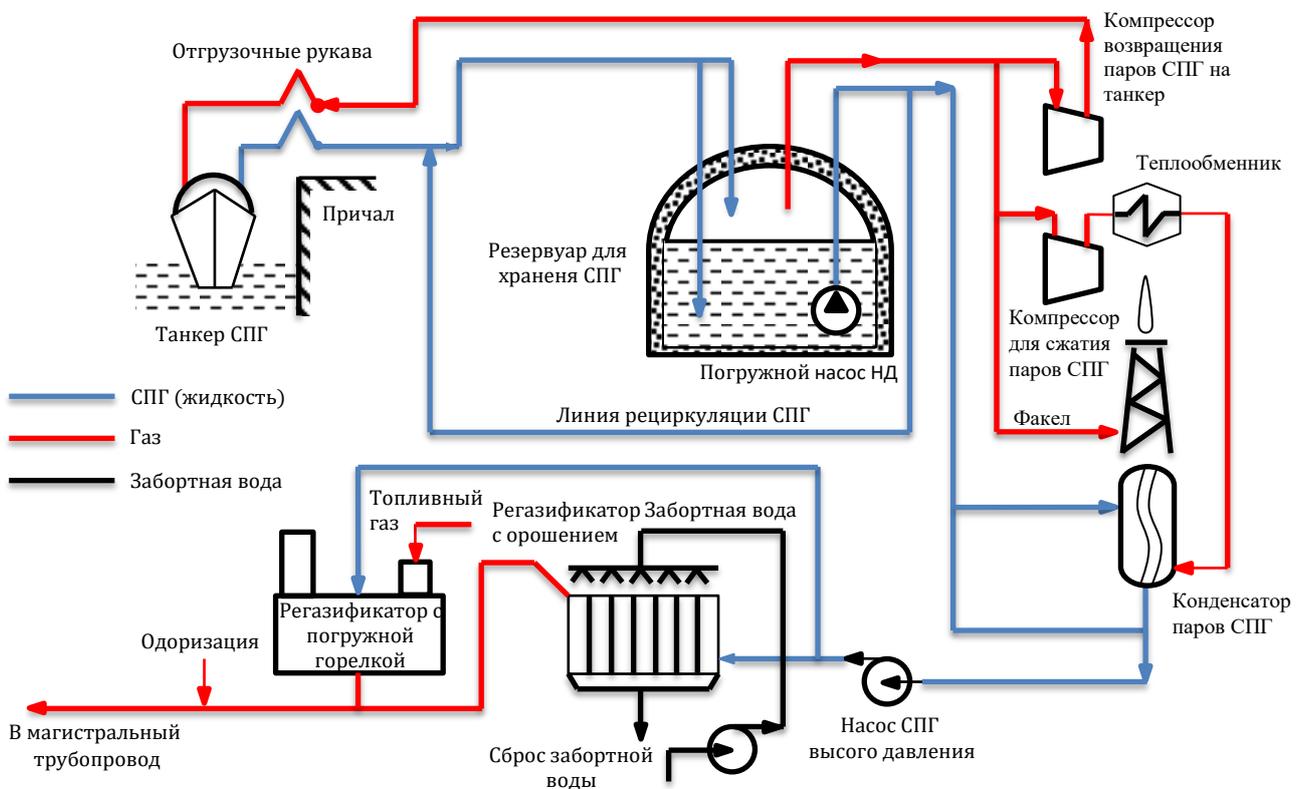


Рис.1. Принципиальная схема регазификационного терминала [11]

Fig.1. Schematic diagram of the regasification terminal [11]

Традиционно интенсивность парообразования B_s выражается в процентах от общего объема хранения СПГ в резервуаре. Скорость испарения рассчитывается, как:

$$f = B_s \frac{V_L \rho_L}{24} \quad (1)$$

где B_s – базовая скорость испарения, принимаемая в пределах 0,05–0,1 % в сутки; V_L – объем СПГ в резервуаре, ρ_L – плотность СПГ.

В последние годы получило распространение скорректированное эмпирическое уравнение [13]:

$$f = \frac{C_R B_s \rho_L V_L}{K_1 K_2 K_3} \quad (2)$$

где C_R – параметр, учитывающий эффект «роллер»», вызванный расходом циркулирующего СПГ (обычно принимается равным 1,2). K_1, K_2, K_3 – поправочные коэффициенты, учитывающие изменение давления СПГ в резервуаре (P) в зависимости от давления паров СПГ (Pv), температуры СПГ (TL) и температуры окружающей среды (Ta) соответственно.

Общий объем образования паров СПГ с учетом изменений скорости парообразования во время погрузочных/разгрузочных операций можно выразить, как:

$$f = \beta_1(P - P_V) + \beta_2 T_L + \beta_3 T_a + \beta_4 \quad (3)$$

где $P - P_V$, T_L и T_a – разность между давлением газовой фазы в резервуаре и давлением паров СПГ, температурой СПГ и температурой окружающей среды соответственно; β_1 , β_2 и β_3 – поправочные коэффициенты для $P - P_V$, T_L и T_a соответственно; β_4 – скорость парообразования при определенных условиях.

Избыточное количество паров СПГ удаляется из резервуара при помощи компрессоров и направляется в систему утилизации [12]. Так поддерживается постоянное давление СПГ в резервуаре. Для удаления избыточного количества паров используют компрессоры нескольких типов: поршневые, роторные, осевые и центробежные.

Чтобы поддерживать расход паров СПГ в необходимом диапазоне, на регазификационных терминалах обычно используется несколько многоступенчатых компрессоров параллельно. Общее потребление энергии компрессорами для сжатия паров СПГ можно рассчитать следующим образом:

$$W^{BOG} = \sum_{i=1}^n W_i^{BOG} \quad (4)$$

$$W_i^{BOG} = \sum_{z=0}^l c^z t_i^z \quad (5)$$

где W_i^{BOG} – потребляемая мощность компрессора i , верхний индекс z – количество компрессоров на уровне нагрузки, а c^z – потребляемая мощность на уровне z . t_i^z – время работы компрессора i на уровне z .

Затраты энергии на работу компрессоров для сжатия паров СПГ следует учитывать, поскольку величина этих энергозатрат влияет на себестоимость утилизации паров сжиженного природного газа.

Для поддержания криогенной температуры разгрузочных рукавов используется линия рециркуляции СПГ (рециркуляционные трубопроводы). Подвод теплоты (Q) к рециркуляционному трубопроводу определяет выражение:

$$Q = f_{cycle} c_p \Delta T \quad (6)$$

где f_{cycle} – массовый расход рециркулирующего СПГ, c_p – удельная теплоемкость, $\Delta T = T_0 - T_{in}$ – разность температур на входе и на выходе рециркуляционного трубопровода.

Подвод теплоты (Q) к рециркуляционному трубопроводу также можно рассчитать следующим образом [13]:

$$Q = KA \Delta T_m \quad (7)$$

$$\Delta T_m = \frac{(T_0 - T_a) - (T_{in} - T_a)}{\ln \frac{T_0 - T_a}{T_{in} - T_a}} \quad (8)$$

$$T_0 = \frac{T_a - T_{in}}{e^{f_{cycle} c_p} - 1} \quad (9)$$

где K – общий коэффициент теплопередачи; A – площадь теплообмена; T_0 – температура СПГ на выходе, T_{in} – температура СПГ на входе, ΔT_m – среднелогарифмическая разность температур.

На регазификационном терминале для перекачки СПГ из резервуара в конденсатор паров СПГ и для подачи охлажденного СПГ в трубопровод рециркуляции используются насосы низкого давления. Потребляемая мощность насосов низкого давления зависит от расхода СПГ в режимах нагнетания и рециркуляции. КПД жидкостных центробежных насосов обычно составляет от 70 до 75%, соответственно 25-30% энергии, затраченной в электродвигателях насосов, выделяется в виде теплоты непосредственно в резервуар для хранения СПГ. Общее потребление энергии насосами можно рассчитать, как:

$$W^{LP} = \sum_{j=1}^m W_j^{LP}, j = 1, \dots, m \quad (10)$$

где j – индекс насоса, W_j^{LP} – потребляемая мощность насоса низкого давления j .

Потребляемая мощность насосов низкого давления может быть снижена за счет уменьшения массового расхода рециркулирующего СПГ (f_{cycle}), что, однако, приведет к увеличению энергопотребления компрессорами для сжатия паров СПГ [13].

Технологические аспекты реализации подобных проектов изучены слабо, в связи с этим возникает научно-техническая проблема рациональной организации процессов погрузки/разгрузки и хранения СПГ на таких терминалах.

Специфика работы перевалочного СПГ-терминала сводится к тому, что он не связан с магистральным трубопроводом. Если на регазификационном терминале образующиеся пары СПГ удастся отправить потребителю по трубопроводам, то строящиеся перевалочные терминалы Северного морского пути находятся на территории с малой плотностью населения и для утилизации паров сжиженного природного газа потребуются другие технологические решения. Чтобы обосновать потребность в данных технологических решениях необходимо проанализировать принципиальную технологическую схему перевалочного терминала и описать алгоритм его работы.

На перевалочных терминалах типовая система погрузки/разгрузки СПГ состоит из погрузочно-разгрузочных рукавов, циркуляционных трубопроводов, перекачивающих СПГ с судов в резервуары для хранения и наоборот, погружных насосов низкого давления, компрессоров и конденсаторов паров СПГ (рис.2)

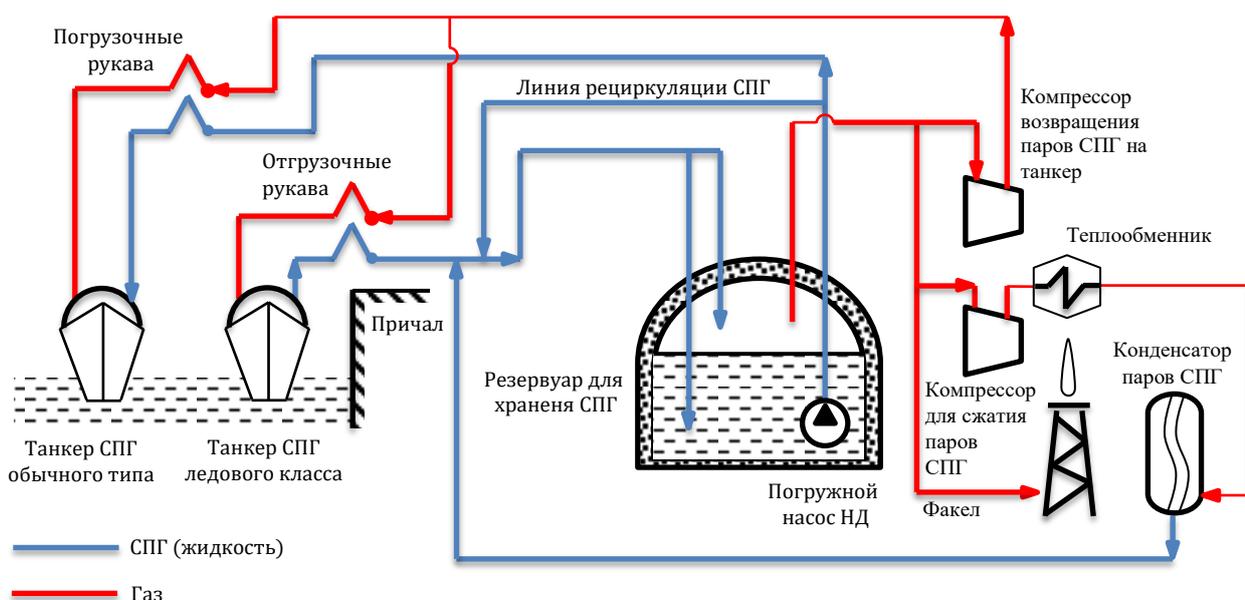


Рис.2. Принципиальная схема перевалочного терминала СПГ

Fig.2. Schematic diagram of an LNG transshipment terminal

На перевалочном терминале нет регазификационного узла, поэтому избыточные пары природного газа, образующиеся в резервуаре для хранения, переконденсируют и возвращают обратно в хранилище либо сжигают на факельной установке. Контроль давления паров в грузовых танках при погрузке/разгрузке судна осуществляется за счет возврата части паров из резервуаров для хранения в незаполненное пространство танков судна [10]. Таким образом, выброс избыточных паров СПГ в атмосферу не осуществляется. В отличие от регазификационных терминалов, на перевалочных комплексах СПГ хранится в резервуарах короткими циклами. Этот факт может оказывать влияние на скорость парообразования в резервуаре. Как было установлено в работе [6], на начальных этапах испарения скорость парообразования является постоянной величиной. По мере испарения СПГ, оставшаяся жидкость обогащается более тяжелыми углеводородами, и это имеет два термодинамических следствия. Температура кипения и изменение величины скрытой теплоты парообразования возрастают. С течением времени в резервуаре наблюдается снижение интенсивности парообразования. Для анализа технологиче-

ских процессов, протекающих на перевалочном терминале СПГ, из представленного выше математического аппарата могут быть использованы уравнения 1-10.

Вывод. Транспортировка сжиженного природного газа с арктических месторождений по Северному морскому пути требует наличия современного ледокольного флота, отвечающего всем требованиям транспортной и экологической безопасности. Строительство и ввод в эксплуатацию судов усиленного ледового класса типа Arc7, а также создание перегрузочных терминалов в Мурманске и на Камчатке обеспечат круглогодичное движение грузов по Северному морскому пути.

Перегрузочные терминалы могут также использоваться в качестве распределительных газовых хабов или для бункеровки судов СПГ. Сокращение практически вдвое расстояния и времени транспортировки СПГ по Северному морскому пути в страны Азиатско-Тихоокеанского региона позволит уменьшить расходы на доставку СПГ с 89\$(тыс.м³) до 59 \$(тыс.м³) по сравнению с традиционным восточным маршрутом через Суэцкий канал.

Перевалочные терминалы являются важным звеном технологической цепочки транспортирования СПГ по СМП, при этом являются уникальными техническими сооружениями, так как задача бункеровки СПГ с танкеров ледового класса на обычные газозы решается впервые.

При реализации проектов по строительству перевалочных СПГ-терминалов в Мурманске и на Камчатке ожидаемо возникнут проблемы их проектирования и эксплуатации. Это делает актуальным проведение всестороннего анализа технологических процессов, сопровождающих работу этих новых объектов СПГ индустрии.

Специфика работы перевалочного СПГ-терминала заключается в том, что он не связан с магистральным трубопроводом, а хранение СПГ в резервуарах осуществляется короткими циклами. Перевалочные СПГ-терминалы Северного морского пути находятся на территории с малой плотностью населения, поэтому пары сжиженного природного газа достаточно трудно направить в местные газовые сети, их необходимо либо переконденсировать, либо сжигать в качестве топлива. Предварительная оценка испаряемости СПГ на таких терминалах позволит обосновать технологическое решение.

Для выполнения этой исследовательской задачи можно воспользоваться известными из научной литературы аналитическими выражениями, разработанными для регазификационных терминалов СПГ.

Библиографический список:

1. Отчет об итогах внешнеэкономической деятельности Российской Федерации в 2019 году. Министерство экономического развития Российской Федерации [дата обращения: 01.12.2022]. Доступ по ссылке: <https://www.economy.gov.ru/material/file/6beeec1250c653fc9abd0419604f44bbd/VED.pdf>
2. Годовой отчет ПАО «Новатэк» за 2020 год. ПАО «Новатэк» [дата обращения: 01.12.2022]. Доступ по ссылке: https://www.novatek.ru/common/upload/doc/NOVATEK_AR2020_RUS.pdf
3. Ларченко Л.В., Кольшкн А.В., Яковлева Т.В., Нелюбина Л.В. Может ли Северный морской путь стать конкурентоспособным международным транзитным путём. Инновации, №10, 2018 г. С. 64-67
4. Журавель В.П. Развитие Северного морского пути: национальный и международный аспект// Научно-аналитический вестник Института Европы РАН. - 2019.- № 2.- С. 119-124.
5. Климентьев А.Ю., Родичкин И.Г., Богданов Е.В. Арктические горизонты российского СПГ // Газовая промышленность, 2019, № 9 (790), с. 118-128.
6. Середенко Е.С., Пахомов О.В., Баранов А.Ю. Математическая модель испарения сжиженного природного газа и анализ влияния исходного состава на скорость испарения. Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики – 2020 - Т. 20. - № 4(128). - С. 603-610.
7. Huang, S.; Hartono, J.; Pankaj, S. BOG recovery from long jetties during LNG ship-loading. In Proceedings of the 15th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG15), Barcelona, Spain, 24–27 April 2007; Gas Technology Institute: Barcelona, Spain, 2007; Volume 2, p. PO-34.1.
8. Аметистова Л.Е., Книжников А.Ю. Экологические аспекты СПГ-проектов в арктических условиях. Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2016. Москва, - 47 с.
9. MAN Diesel A/S- LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System, 2009
10. British Petrol and International Gas Union, Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality, 2011.

11. Handbook of Liquefied Natural Gas, Chapter 7 - LNG Plant and Regasification Terminal Operations, 2014, p. 297-320
12. Liu, C.; Zhang, J.; Xu, Q.; Gossage, J.L. Thermodynamic-analysis-based design and operation for boil-off gas flare minimization at LNG receiving terminals. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2010, 49, 7412–7420.
13. Ye Z, Mo X, Zhao L. MINLP Model for Operational Optimization of LNG Terminals. *Processes.* 2021; 9(4):599

References:

1. Report on the results of the foreign economic activity of the Russian Federation in 2019. Ministry of Economic Development of the Russian Federation [Accessed 01.12.2022]. URL:<https://www.economy.gov.ru/material/file/66eec1250c653fc9abd0419604f44bbd/VED.pdf>
2. Annual report of PAO Novatek for 2020. PAO Novatek, 2020 [Accessed 01.12.2022]. URL: https://www.novatek.ru/common/upload/doc/NOVATEK_AR2020_RUS.pdf
3. Larchenko L.V., Kolyshkin A.V., YAKovleva T.V., Nelyubina L.V. Mozhet li Severnyj morskoy put' stat konkurentosposobnym mezhdunarodnym tranzitnym putyom. *Innovacii*, 2018; 10: 64-67 [In Rus].
4. Zhuravel V.P. Razvitiye Severnogo morskogo puti: nacionalnyj i mezhdunarodnyj aspect. *Nauchno-analiticheskij vestnik Instituta Evropy RAN*, 2019; 2:119-124 [In Rus].
5. Klimentyev A.Yu., Rodichkin I.G., Bogdanov Ye.V. Arkticheskie gorizonty rossiiskogo SPG [Arctic horizons of Russian LNG] *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry] 2019; 9 (790): 118-128 [In Rus].
6. Seredenko E.S., Pakhomov O.V., Baranov A.Yu. Mathematical model of liquefied natural gas evaporation and analysis of original composition effect on evaporation speed. *Scientific and Technical Journal of Information Technologies, Mechanics and Optics*, 2020; 20(4):603–610 [In Rus].
7. Huang, S.; Hartono, J.; Pankaj, S. BOG recovery from long jetties during LNG ship-loading. In *Proceedings of the 15th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG15)*, Barcelona, Spain, 24–27 April 2007; Gas Technology Institute: Barcelona, Spain, 2007; 2: PO-34.1.
8. Ametistova, L.E., and A. Yu. Knizhnikov. (2016). *Environmental Aspects of Arctic LNG Projects Development*. WWF Moscow, 2016; 47.
9. MAN Diesel A/S- LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System, 2009
10. British Petrol and International Gas Union, *Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality*, 2011.
11. Handbook of Liquefied Natural Gas, Chapter 7 - LNG Plant and Regasification Terminal Operations, 2014; 297-320
12. Liu, C.; Zhang, J.; Xu, Q.; Gossage, J.L. Thermodynamic-analysis-based design and operation for boil-off gas flare minimization at LNG receiving terminals. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2010; 49:7412–7420.
13. Ye Z, Mo X, Zhao L. MINLP Model for Operational Optimization of LNG Terminals. *Processes.* 2021; 9(4):599

Сведения об авторах:

Баранов Александр Юрьевич, доктор технических наук, профессор, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы»; abaranov@itmo.ru; ORCID 0000-0002-9263-8153

Серденко Елена Сергеевна, аспирант, инженер, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы»; seredenko_alena@mail.ru; ORCID 0000-0002-3571-7744

Мальшева Татьяна Алексеевна, кандидат технических наук, доцент, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы»; tamalysheva@itmo.ru; ORCID 0000-0002-1171-379X

Кравченко Юлия Андреевна, аспирант, ассистент; jasolonina@itmo.ru; ORCID 0000-0002-5564-9312

Information about authors:

Alexander Yu. Baranov, Dr. Sci. (Eng.), Prof., Educational Center "Energy Efficient Engineering Systems"; abaranov@itmo.ru; ORCID 0000-0002-9263-8153

Elena S. Seredenko, Postgraduate Student, Engineer, Educational Center "Energy Efficient Engineering Systems"; seredenko_alena@mail.ru; ORCID 0000-0002-3571-7744

Tatyana A. Malysheva, Cand. Sci. (Eng.), Assoc. Prof., Educational Center "Energy Efficient Engineering Systems"; tamalysheva@itmo.ru; ORCID 0000-0002-1171-379X

Yulia A. Kravchenko, Post-graduate student, assistant; jasolonina@itmo.ru; ORCID 0000-0002-5564-9312

Конфликт интересов/Conflict of interest.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов/The authors declare no conflict of interest.

Поступила в редакцию/Received 18.12.2022.

Одобрена после рецензирования/Revised 19.01.2023.

Принята в печать/Accepted for publication 19.01.2023.