

DOI: <https://doi.org/10.17816/RF109043>



# Проблема утилизации паров сжиженного природного газа на крупнотоннажных предприятиях

А.Ю. Баранов<sup>1,2</sup>, Е.С. Середенко<sup>1</sup>, Л.В. Иванов<sup>1</sup>, А.В. Василенок<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Университет ИТМО, Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup> Научно-производственное предприятие «КРИОН», Санкт-Петербург, Россия

## АННОТАЦИЯ

Сжиженный природный газ (СПГ) хранится под малым избыточным давлением в насыщенном состоянии в крупнотоннажных резервуарах с многослойной тепловой изоляцией. Из-за поступления теплоты из окружающей среды через тепловую изоляцию, сжиженный природный газ непрерывно испаряется. Так как природный газ является многокомпонентной смесью, пары СПГ обогащены его низкокипящими компонентами, поэтому подвод теплоты из окружающей среды не только сокращает количество жидкости в резервуаре, но и приводит к изменению ее состава. Аналогичные явления происходят при транспортировании СПГ. В статье рассматривается проблема утилизации паров СПГ при его хранении и транспортировании. Представлена информация о причинах образования паров СПГ (отпарного газа) и методах его утилизации на этапах хранения и транспортирования СПГ потребителям. Проведен численный анализ на основе данных о хранении СПГ в крупнотоннажных хранилищах завода «Ямал СПГ». Методика заключается в оценке значений материальных потоков, движущихся к системе накопления и выдачи СПГ. Анализ результатов показал, что поток паров, формируемый из-за поступления новых порций СПГ в накопительное хранилище, значительно превышает поток паров, образуемый из-за подвода теплоты из окружающей среды.

**Ключевые слова:** сжиженный природный газ (СПГ); испарение; отпарной газ; пары СПГ; утилизация паров СПГ; хранение; транспортирование.

## Для цитирования:

Баранов А.Ю., Середенко Е.С., Иванов Л.В., Василенок А.В. Проблема утилизации паров сжиженного природного газа на крупнотоннажных предприятиях // Холодильная техника. 2022. Т. 111, № 3. С. 141–149. DOI: <https://doi.org/10.17816/RF109043>

DOI: <https://doi.org/10.17816/RF109043>

# The Problem of Utilization of Liquefied Natural Gas Vapor at Large-scale LNG Plants

Aleksandr Yu. Baranov<sup>1,2</sup>, Elena S. Seredenko<sup>1</sup>, Lev V. Ivanov<sup>1</sup>, Anna V. Vasilenok<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ITMO University, Saint Petersburg, Russia

<sup>2</sup> Research and Production Company "KRION", Saint Petersburg, Russia

## ABSTRACT

The liquefied natural gas (LNG) is stored under low overpressure in a saturated state in large-capacity tanks with multilayer thermal insulation. Owing to the input of heat from the environment through thermal insulation, LNG is continuously evaporated. Since natural gas is a multicomponent mixture, LNG vapors are enriched with its low-boiling components, then the supply of heat from the environment reduces the amount of liquid in the reservoir and changes its chemical composition. Similar phenomena occur during LNG transportation. The present paper deals with the problem of LNG vapor utilization during its storage and transportation. Information is presented on the causes of the LNG vapor formation (boil-off gas) and methods for its disposal during storage and transportation to consumers. A numerical experiment was performed based on the data of LNG storage in large-capacity storage facilities at the Yamal LNG plant. The technique consists of the estimation of material flows toward the system of accumulation and extradition of LNG. The results show that the vapor flow generated from the inflow of new LNG portions into the storage significantly exceeds that generated from the heat supply from the environment.

**Keywords:** liquefied natural gas; evaporation; boil-off gas; utilization of LNG vapors; storage; transportation.

## To cite with article:

Baranov AY, Seredenko ES, Ivanov LV, Vasilenok AV. The Problem of Utilization of Liquefied Natural Gas Vapor at Large-Scale LNG Plants. *Refrigeration Technology*. 2022;111(3):141–149. DOI: <https://doi.org/10.17816/RF109043>

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным Международной группы импортеров СПГ (GIGNL) сегодня на долю СПГ приходится около 40% глобальной торговли природным газом, а к 2040 году эта доля должна увеличиться до 60% [1]. Рост спроса на СПГ стимулирует строительство сети новых СПГ-заводов, в том числе и в Российской Федерации.

Россия является одним из основных мировых экспортеров сжиженного природного газа. По данным [1] планируется, что к 2035 году за счет реализации ряда инвестпроектов, производство СПГ превысит 80 млн тонн в год, а доля России в мировом производстве СПГ составит 15–20%. Несмотря на растущую конкуренцию на мировом рынке и негативное влияние санкций со стороны недружественных государств, эта задача представляется вполне достижимой ввиду наличия у нашей страны неотъемлемых конкурентных преимуществ, обширной ресурсной базы и выгодной логистики поставок СПГ.

Транспортировка СПГ с места его добычи до места потребления осуществляется в основном морским путем в танкерах-газовозах, в специальных теплоизолированных цистернах на железнодорожном или автомобильном транспорте, а также по трубопроводам в пределах территории предприятий, производящих сжиженный природный газ.

При выборе способа транспортирования СПГ к потребителям на расстояния до 2000 км по суше и до 1000 км под водой, предпочтение, как правило, отдается транспортировке по трубопроводам. При дальнейшем росте протяженности газовой магистрали затраты на транспортирование газа растут значительно быстрее, чем затраты на транспортировку аналогичного количества газа в жидком виде [2].

Благодаря гибкой логистике поставки СПГ легко перенаправить в регионы с более высокими текущими ценами на газ. Транспортировка СПГ осуществляется преимущественно морским транспортом.

Сжиженный природный газ – криогенная жидкость, которая хранится и транспортируется в теплоизолированных резервуарах в насыщенном состоянии, поэтому любой подвод тепловой или механической энергии к резервуару СПГ вызывает парообразование, выделение отпарного газа. Количество испаряющегося газа зависит от конструкции резервуаров для хранения, типа судов и условий транспортирования или хранения СПГ.

В замкнутой системе процесс парообразования приводит к росту избыточного давления паров в резервуаре, для того чтобы контролировать величину избыточного давления необходимо удалять избыточное количество паров за пределы резервуара и утилизировать их.

Существует несколько способов утилизации потока отпарного газа, его можно использовать в качестве

топлива для заводских нужд или сжижать при помощи установки повторного сжижения природного газа (УПСГ). Выброс отпарного газа в атмосферу или его факельное сжигание нежелательны по экологическим и экономическим соображениям [3].

В процессе хранения СПГ преимущественно испаряются наиболее летучие компоненты смеси (азот и метан), а в жидкости остается больше тяжелых компонентов (этан, пропан, бутан и т.д.). При длительном хранении СПГ из-за потерь легких компонентов повышаются его температура кипения, удельная теплота сгорания и плотность [4]. Сжиженный природный газ, продающийся в зависимости от своей энергоемкости, должен соответствовать по физико-химическим показателям требованиям, предъявляемым покупателем. Энергоемкость СПГ определяется в зависимости от перекачиваемого объема, его плотности и теплоты сгорания.

## ПОДГОТОВКА И СЖИЖЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

При крупнотоннажном производстве СПГ, перевод сырьевого природного газа в жидкое состояние достигается за счет его охлаждения до температуры кипения 111°K при атмосферном давлении. При сжижении удельный объем природного газа уменьшается примерно в 600 раз, что значительно упрощает его транспортирование, особенно на большие расстояния.

Процесс сжижения природного газа осуществляют ступенчато. На каждой ступени охлаждения плотность потока природного газа увеличивается в 5–12 раз, что обеспечивает снижение удельных затрат энергии на сжижение.

СПГ-завод обычно включает в себя нескольких параллельных технологических модулей (линий), состоящих из блоков подготовки и сжижения природного газа, накопления, хранения и отгрузки СПГ в танкеры-газовозы. Кроме этого, предприятие имеет развитую вспомогательную инфраструктуру: сооружения общего назначения, насосные станции оборотной воды, электростанции, азотные установки, компрессорные станции и т.д.

Перед сжижением из природного газа необходимо удалить компоненты с высокой температурой кристаллизации (двуокись углерода  $\text{CO}_2$ , воду и тяжелые углеводороды) и вредные примеси (сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , гелий, азот и машинное масло), которые не соответствуют требованиями качества, предъявляемым к товарному СПГ. Для сырьевого потока природного газа, поступающего в блок ожижения, установлены следующие требования по объемной концентрации примесей: вода менее 1 ppm,  $\text{CO}_2$  менее 100 ppm и  $\text{H}_2\text{S}$  менее 4 ppm [2].

Для перевода природного газа в сжиженное состояние от него необходимо отвести значительное количество теплоты, для этого используют внешнее охлаждение, т.е. сырьевой газ не участвует в циклах трансформации теплоты. Наибольшее распространение получили следующие циклы:

- Классический каскадный цикл внешнего охлаждения с использованием пропана, этилена и метана в качестве рабочих веществ на разных температурных уровнях отвода теплоты;
- Циклы со смешанным рабочим веществом;
- Циклы с использованием расширительных машин.

## НАКОПЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТОВАРНОГО СПГ

Основной проблемой заводов по крупнотоннажному производству СПГ является то, что процесс получения товарного криопродукта непрерывный, а отгрузка продукции в танкеры имеет дискретный характер. Для морской перевозки товарной продукции используют танкеры-газовозы вместимостью до 200 тыс. м<sup>3</sup> [5, 6]. Фрахт таких танкеров достаточно дорог, поэтому считается, что время их погрузки должно быть не более суток. Предприятия с производительностью 10 млн. тонн в год сжижают природный газ расходом 317 кг/с, объемный расход криопродукта составляет около 61 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. Время накопления порции СПГ объемом 200 тыс. м<sup>3</sup> составляет примерно 3,3 суток. Для загрузки танкера вместимостью до 200 тыс. м<sup>3</sup> за установленное время к его приходу на предприятии необходимо иметь запас готовой продукции объемом не менее 140 тыс. м<sup>3</sup>, который хранят в крупнотоннажных хранилищах СПГ при избыточном давлении до 0,006 МПа в состоянии насыщенной жидкости. Объем резервуаров для хранения СПГ составляет от 40 000 до 160 000 000 м<sup>3</sup> [7].

СПГ из накопительной емкости подается в загрузочный терминал по теплоизолированному криогенному трубопроводу, длина которого в отдельных случаях превышает 3 км. Для выдачи СПГ из хранилища в трубопровод используются центробежные погружные насосы, способные преодолеть гидростатическое давление слоя СПГ в резервуаре.

## МОРСКОЕ ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ СПГ

Танкеры-газовозы для СПГ предназначены для перевозки сжиженного природного газа при малом избыточном давлении (0,006 МПа), которое предупреждает проникновение воздуха в паровую зону мобильного хранилища при колебаниях атмосферного давления. В таком танкере СПГ находится в состоянии насыщения, поэтому его температура составляет порядка 112°K. Ограничение величины избыточного давления в теплоизолированных

цистернах танкера-газовоза устанавливается по соображениям ограничения механической нагрузки на их корпуса [8]. Для транспортировки СПГ в арктических условиях используются СПГ-танкеры ледового класса (Yamalmax).

Для хранения СПГ на судах применяются четыре типа грузовых танков. К самонесущему типу криогенных танков относятся сферические резервуары Мосса и самонесущие призматические резервуары SPB. Два других резервуара относятся к мембранному типу, разработанному в компании Gaz Transport & Technigaz [9]. Рабочее давление в резервуарах составляет от 0,005 до 0,012 МПа, температура насыщения СПГ соответствует рабочему давлению. Все СПГ танкеры имеют двухкорпусную конструкцию, что значительно повышает надежность удержания груза в случае аварии или посадки на мель.

Вместимость большинства современных танкеров СПГ составляет от 120 000 до 150 000 000 м<sup>3</sup>, а некоторые суда имеют вместимость до 264 000 м<sup>3</sup>. Поскольку испаряющийся в транспортных резервуарах газ может использоваться в качестве моторного топлива, а большинство танкеров СПГ имеют паротурбинную силовую установку, установки повторного сжижения природного газа на таких судах не устанавливаются [10]. Исключением являются танкеры типа Q-flex вместимостью 210 000–216 000 000 м<sup>3</sup> и танкеры Q-max вместимостью 260 000–270 000 м<sup>3</sup>, оборудованные установками повторного сжижения природного газа. Эти суда предназначены для перевозки сжиженного газа на большие расстояния, например, из Катар в Великобританию или США. Скорость погрузки и разгрузки СПГ варьируется от 12 000 до 14 000 м<sup>3</sup> в час в зависимости от размера танкера. При погрузке, согласно требованиям IMO (Международная морская организация), каждый танк заполняется на 98% от общего объема. Оставшиеся 2% объема танка необходимы для предотвращения разлива жидкости во внешнюю оболочку резервуара. При выдаче СПГ в приемный терминал выгружается от 98,5 до 99% груза, находящегося в резервуарах [11]. Оставшееся количество СПГ, называемое «пяткой», используется во время балластного рейса судна для поддержания криогенной температуры и избыточного давления в объеме цистерн, а также в качестве источника топливного газа для двигательной установки и энергосистемы судна.

## ПОТЕРИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ЭТАПАХ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Поступление теплоты из окружающей среды при хранении и транспортировании СПГ вызывают

потери сжиженного газа от испарения. Внутри резервуара жидкая и паровая фракция природного газа находятся в термодинамическом равновесии в зависимости от значения рабочего давления. Состав многокомпонентной смеси в жидкой и газообразной фазе подчиняется закону Рауля [12]:

$$y_i \cdot P = P_i^{\text{sat}}(T) \cdot x_i, \quad (1)$$

$$K_i = \frac{P_i^{\text{sat}}(T)}{P} = \frac{y_i}{x_i}. \quad (2)$$

$T$ ,  $P$ ,  $y_i$  – для пара,  $T$ ,  $P_i^{\text{sat}}$ ,  $x_i$  – для СПГ, где  $P$  – давление паров,  $P_i^{\text{sat}}$  – давление насыщения чистого компонента  $i$  в жидкой фазе при температуре  $T$ ,  $y_i$  и  $x_i$  – доля компонента  $i$  в паровой фазе и жидкой фазе,  $K_i$  – безразмерный коэффициент равновесия.

Можно допустить, что любое поступление теплоты в резервуар вызывает адекватное испарение жидкости с поверхности раздела жидкой и паровой фракции. Температура сжиженного природного газа остается примерно постоянной, т.к. подвод теплоты из окружающей среды покрывается за счет теплопоглощения при переходе жидкости в парообразное состояние. Увеличение объема паров СПГ в резервуаре может вызывать увеличение избыточного давления и создавать дополнительную механическую нагрузку на конструкцию внутреннего резервуара. Чтобы поддерживать рабочее давление в резервуаре, избыточные пары СПГ удаляют за счет работы компрессоров, при этом расход паров в системе откачки должен соответствовать интенсивности парообразования. Утилизация потока паров, образующегося в емкостях хранения, производится разными способами. На танкерах-газовозах такой материальной поток используют в качестве газомоторного топлива [13]. На погрузочном терминале заводов по производству сжиженного природного газа пары СПГ либо повторно сжижают, либо используют в качестве топлива для покрытия заводских потребностей в тепловой энергии. На приемных терминалах СПГ пары сжиженного природного газа обычно утилизируются путем сжигания на факельной установке.

На приемно-наливных терминалах типовая система погрузки/разгрузки СПГ состоит из сливо-наливных рукавов, циркуляционных трубопроводов, перекачивающих СПГ с судов в резервуары для хранения и наоборот, насосов и т. д. В режиме ожидания – часть СПГ циркулирует по трубопроводам для поддержания криогенной температуры емкости. Потери механической энергии в насосах и трение жидкости в трубопроводах приводят к выделению тепловой энергии, которая увеличивает потери от парообразования в системе хранения. В данном случае количество испаряющегося газа

зависит от длины трубопроводов и мощности перекачивающих насосов.

При транспортировании сжиженного природного газа морским транспортом пары природного газа переконденсируют и возвращают в хранилище или сжигают. Такие приемы используются в тех случаях, когда двигательная система судна не может использовать пары природного газа в качестве топлива [14]. Поскольку температура кипения различных компонентов СПГ варьируется в широких пределах, от  $-196^\circ\text{C}$  до  $+36^\circ\text{C}$ , скорость испарения более летучих компонентов, таких как азот и метан, выше, чем у более тяжелых компонентов, таких как этан, пропан и других высших углеводородов [2]. Поэтому качество и свойства СПГ неуклонно изменяются с течением времени.

Подвод теплоты из окружающей среды через изоляцию стенок резервуара является основной причиной парообразования по время рейсов. Объем испарившегося газа обычно выражается в процентах и определяется, как отношение объема СПГ, испарившегося за один день к начальному объему СПГ в резервуаре. Это значение можно выразить как:

$$\text{BOR} = \frac{V_{\text{BOG}} \cdot 24}{V_{\text{СПГ}} \cdot \rho} = \frac{Q \cdot 3600 \cdot 24}{\Delta H \cdot V_{\text{СПГ}} \cdot \rho} \cdot 100, \quad (3)$$

где BOR – (с англ. Boil-off rate) скорость испарения в %/день,  $V_{\text{BOG}}$  – объем отпарного газа в  $\text{м}^3/\text{с}$ ,  $V_{\text{СПГ}}$  – объем СПГ в грузовом танке в  $\text{м}^3$ ,  $\rho$  – плотность СПГ в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $Q$  – теплообмен в Вт,  $\Delta H$  – скрытая теплота парообразования в Дж/кг.

Скорость испарения сжиженного природного газа для новых танкеров СПГ составляет от 0,10 до 0,15% для загруженного рейса и от 0,06 до 0,10% – для балластного рейса [2,15].

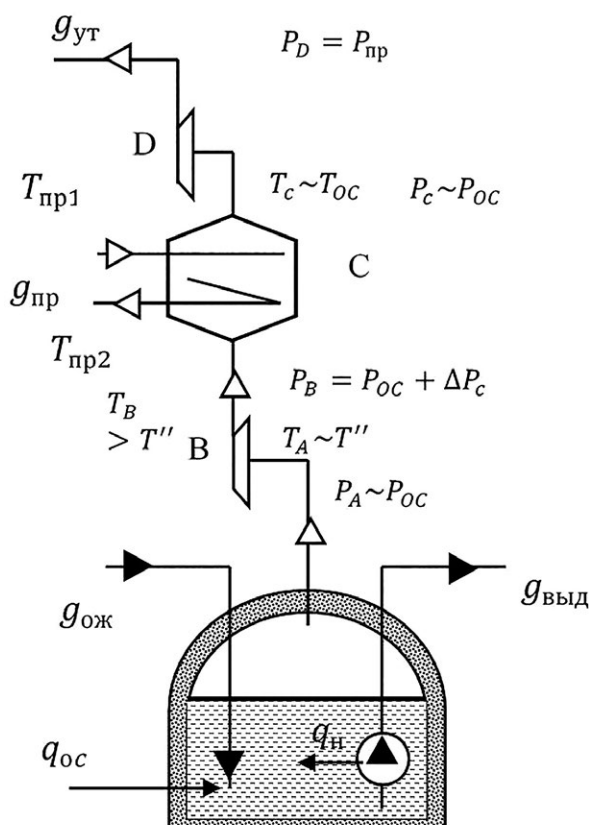
При хранении СПГ на крупнотоннажных предприятиях основная причина образования отпарного газа – это поступление теплоты из окружающей среды в резервуар для хранения. Градиент температур между окружающей средой и СПГ вызывает теплоперенос через изоляцию. Поступление теплоты в резервуар для хранения включает теплопередачу через боковые стенки, крышу и нижнюю плиту. Теплота может передаваться процессами теплопроводности, конвекцией и излучением. Для уменьшения парообразования и минимизации теплопритоков из окружающей среды резервуары-накопители имеют многослойную теплоизоляцию.

На этапе проектирования резервуаров для хранения скорость парообразования принимается не более 0,05% от общего объема хранения в сутки, но в действительности этот показатель может варьироваться от 0,02 до 0,1%. Изоляция резервуара проектируется с учетом базового значения скорости парообразования.



## ОЦЕНКА ПОТЕРЬ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ИСПАРЕНИЯ ПРИ ХРАНЕНИИ В НАКОПИТЕЛЬНЫХ ХРАНИЛИЩАХ

Российская Федерация активно развивает сферу производства, транспортирования и реализации сжиженного природного газа. На сегодняшний день реализуется ряд проектов по крупнотоннажному производству СПГ – «Сахалин-2», «Ямал СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Владивосток-СПГ», «Печора СПГ»,



**Рис. 1.** Традиционная схема утилизации паров СПГ, поступающих из накопительного хранилища, где  $q_{ос}$  – поток теплоты из окружающей среды,  $q_n$  – поток теплоты от работы насосов,  $g_{ож}$  – удельный расход производного СПГ,  $g_{выд}$  – расход СПГ в линии выдачи,  $g_{ут}$  – расход утилизируемого газа,  $P_{ос}$  – давление воздуха в окружающей среде,  $T_{ос}$  – температура воздуха в окружающей среде,  $P_{пр}$  – давление паров СПГ,  $T''$  – температура паров СПГ,  $T_{пр1}$  и  $T_{пр2}$  – температура прямого потока на входе и на выходе из теплообменника,  $P_{пр}$  – давление прямого потока,  $g_{пр}$  – расход прямого потока.

**Fig. 1.** The traditional scheme for the use of LNG vapor coming from storage, where  $q_{ос}$  – heat flux from the environment,  $q_n$  – heat flow from pumps work,  $g_{ож}$  – specific consumption of LNG production,  $g_{выд}$  – LNG consumption in the extraterritorial line,  $g_{ут}$  – utilization gas consumption,  $P_{ос}$  – ambient air pressure,  $T_{ос}$  – ambient air temperature,  $P_{пр}$  – vapor pressure of LNG,  $T''$  – LNG vapor temperature,  $T_{пр1}$  and  $T_{пр2}$  – direct flow temperatures at the inlet and outlet of the heat exchanger,  $P_{пр}$  – direct flow pressure,  $g_{пр}$  – forward flow consumption.

«Балтийский СПГ». Каждый завод по производству СПГ имеет в своем составе накопительные хранилища, а также систему отгрузки СПГ в танкеры-газовозы. Танкерные перевозки, как правило, осуществляются зарубежными компаниями, поэтому приоритетной задачей для российских СПГ-проектов является утилизация потока паров, поступающих из накопительного хранилища завода. Традиционная схема утилизации паров СПГ, поступающих из накопительного хранилища, приведена на рисунке 1.

Рассмотрим объемный баланс накопительного хранилища на примере проекта «Ямал СПГ» производительностью 16,5 млн тонн сжиженного газа в год. Хранение СПГ осуществляется в четырех двухболоочечных резервуарах емкостью 160 000 м<sup>3</sup> каждый. Отгрузочные объекты имеют максимальную мощность 14 000 м<sup>3</sup>/ч.

Суммарный объем хранилищ:

$$V = n \cdot V_i, \quad V = 640 \cdot 10^3 \text{ м}^3, \quad (4)$$

где  $n$  – количество хранилищ;  $V_i$  – объем одного хранилища.

Массовый расход производного СПГ:

$$G_{ож} = 523,2 \text{ кг/с}. \quad (5)$$

Удельный расход производного СПГ:

$$g_{ож} = \frac{G_{ож}}{V}, \quad g_{ож} = 0,817 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

где  $G_{ож}$  – массовый расход производного СПГ;  $V$  – объем одного хранилища.

Расход в линии выдачи, при загрузке танкеров-газовозов общим объемом  $V_{г} = 700 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ , за 24 часа:

$$G_{выд} = \frac{V_{г} \cdot \rho_{СПГ}}{\tau_{выд}}, \quad g_{выд} = \frac{G_{выд}}{V}, \quad (7)$$

где  $V_{г}$  – объем танкера-газовоза;  $\rho_{СПГ}$  – плотность СПГ;  $\tau_{выд}$  – время выдачи СПГ.

Испаряемость от теплопритоков из окружающей среды  $\delta_{ос} = 0,0001 \text{ кг в сутки}$ , потери от испаряемости:

$$G_{ос} = V \cdot \rho_{СПГ} \cdot \delta_{ос}, \quad g_{ос} = \frac{\rho_{СПГ} \cdot \delta_{ос}}{24 \cdot 3600}. \quad (8)$$

В любой момент времени часть единицы объема емкости  $v''$  заполнена жидкостью  $v_{ж}$ , а вторая часть  $v_n$  парами СПГ:

$$v_{ж} = 1 - v_n. \quad (9)$$

Удельная масса жидкости и пара равны соответственно:

$$m_{ж} = v_{ж} \cdot \rho_{СПГ}, \quad m_n = v_n \cdot \rho_n. \quad (10)$$

Плотность жидкости  $\rho_{\text{СПГ}} = \text{const}$ , плотность пара  $\rho_{\text{п}} = \text{const}$ .

Удельная масса жидкости:

$$\frac{\partial m_{\text{ж}}}{\partial \tau} = g_{\text{ож}} - g_{\text{ос}} - g_{\text{выд}} - g_{\text{н}}, \quad (11)$$

где  $g_{\text{ож}}$ ,  $g_{\text{ос}}$ ,  $g_{\text{выд}}$ ,  $g_{\text{н}}$  – потери СПГ от работы насосов.

Потери СПГ от работы насосов определяются их суммарной мощностью:

$$N_{\text{сум}} = n_{\text{н}} \cdot N_{\text{н}}, \quad (12)$$

где  $n_{\text{н}}$  – количество насосов;  $N_{\text{н}}$  – мощность одного насоса.

а также энергоэффективностью работы центробежного насоса, которая задается КПД насоса  $\eta_{\text{н}} = 0,75$ .

При запуске насосов в объем СПГ поступает поток теплоты  $Q_{\text{н}}$ :

$$Q_{\text{н}} = (1 - \eta_{\text{н}}) N_{\text{сум}}, \quad (13)$$

Потери СПГ от процесса тепловыделения насосов:

$$G_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{н}}}{r_{\text{СПГ}}} = \frac{(1 - \eta_{\text{н}}) N_{\text{сум}}}{r_{\text{СПГ}}} = \frac{(1 - \eta_{\text{н}}) n_{\text{н}} \cdot N_{\text{н}}}{r_{\text{СПГ}}}. \quad (14)$$

Удельные потери СПГ от работы насосов:

$$g_{\text{н}} = \frac{(1 - \eta_{\text{н}}) n_{\text{н}} \cdot N_{\text{н}}}{r_{\text{СПГ}} \cdot V}, \quad (15)$$

где  $r_{\text{СПГ}}$  – теплота испарения СПГ

$$g'' = (g_{\text{ос}} + g_{\text{н}}) + \frac{(v_{\text{п}} + v'_{\text{ж}} - 1) \cdot \rho_{\text{п}}}{\Delta \tau}. \quad (16)$$

Анализ данных таблицы 1 показывает, что материальные потоки через границы системы значительно больше потоков массы внутри системы:

$$g_{\text{выд}} > g_{\text{ож}} \gg g_{\text{н}} \gg g_{\text{ос}}.$$

Это означает, что основная проблема эксплуатации хранилищ в фазе накопления СПГ, когда система выдачи не работает  $g_{\text{выд}} = 0$  и  $g_{\text{н}} = 0$ , заключается не столько в утилизации потока, образовавшегося из-за подвода теплоты из окружающей среды, сколько в утилизации потока паров, который формируется из-за поступления новых порций СПГ в накопительное хранилище.

Противоположная проблема возникает при выдаче СПГ в заправочный терминал, когда удельные масса и объем жидкой фракции убывает с большой скоростью. Для сохранения установленного давления

**Таблица 1.** Удельные значения материальных потоков, движущихся в системе накопления и выдачи СПГ кг/(м<sup>3</sup>·с)

**Table 1.** Specific values of material flows moving in the system of accumulation and extradiation of LNG kg/(m<sup>3</sup>·sec)

Материальный поток	Обозначение	Значение
Подача СПГ, кг/(м <sup>3</sup> ·с)	$g_{\text{ож}}$	0,000817
Выдача СПГ	$g_{\text{выд}}$	0,0059497
Потери от теплопритока из ОС	$g_{\text{ос}}$	0,0000005
Потери от теплопритока от насосов	$g_{\text{н}}$	0,000012

паров в хранилище, необходимо обеспечить поступление дополнительной массы пара в паровую зону.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из ключевых проблем, возникающих при транспортировке и хранении СПГ, является образование отпарного газа. Из-за поступления теплоты из окружающей среды, часть СПГ в резервуаре постоянно испаряется и образуется отпарной газ. Со временем, процесс испарения приводит к изменению состава смеси и к значительному сокращению количества сжиженного природного газа. Потери от испарения СПГ являются одним из ключевых факторов, влияющих на безопасность и экономическую эффективность его транспортирования.

В настоящей работе рассмотрены основные причины испарения сжиженного природного газа на этапах его транспортирования и использования. Приведены общие методы обращения с отпарным газом.

Поскольку процесс испарения уменьшает количество груза, доставляемого на приемный терминал, и увеличивает теплотворную способность СПГ, то количество испаряющегося газа является ключевым фактором для технико-экономической оценки в цепочке поставок СПГ.

Для Российской промышленности по производству сжиженного природного газа актуальными являются вопросы, связанные с накоплением и хранением СПГ в крупнотоннажных хранилищах. Проведен численный анализ на основе данных о хранении СПГ в крупнотоннажных хранилищах завода «Ямал СПГ». По результатам выполненного численного анализа можно сделать вывод, что поток паров, формируемый из-за поступления новых порций СПГ в накопительное хранилище, значительно превышает поток паров, образуемый вследствие подвода теплоты из окружающей среды. Целесообразно рассматривать возможность снижения теплопритоков от двигателей насосов для перекачки СПГ.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

**Вклад авторов.** Все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведения исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией.

**Источник финансирования.** Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении настоящего исследования и подготовке публикации.

**Конфликт интересов.** Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов,

связанных с проведенным исследованием и публикацией настоящей статьи.

## ADDITIONAL INFORMATION

**Authors' contribution.** All authors made a significant contribution to the development of the concept, research and preparation of the article, read and approved the final version before publication.

**Funding source.** Not specified.

**Competing interests.** The authors declare that they have no competing interests.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. LNG Custody Transfer Handbook, 3rd Ed. v. 3.01. Paris: GIGNL, 2011.
2. Sedlaczek R. Boil-Off in Large and Small Scale LNG Chains. Diploma Thesis. Faculty of Engineering Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, 2008.
3. ГОСТ Р 56835-2015. Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200129493> Дата обращения: 25.06.2022
4. 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. doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610
5. MAN Diesel A/S- LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System, 2009.
6. LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System. [дата обращения: 25.06.2022]. Доступ по ссылке: <http://www.mandieselturbo.com/files/news/files0f8121/5510-002600ppr.indd.pdf>
7. McGuire J.J. and White B. Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals, London: Witherby & Co Ltd, 2000.
8. Dundović Č., Basch D., Dobrota Đ. Simulation Method for Evaluation of LNG Receiving Terminal Capacity // Promet –

- Traffic and Transportation. 2009. Vol. 21, Iss. 2. P. 103–112. doi: <https://doi.org/10.7307/ptt.v21i2.216>
9. Танкеры-газовозы. [Internet]. Агентство Neftegaz.ru [дата обращения: 25.06.2022]. Доступ по ссылке: <https://neftegaz.ru/tech-library/suda-neftegazovye-i-morskoe-oborudovanie-dlya-bureniya/142491-tankery-gazovozy/>
10. Костылев И.И., Овсянников М.К. Морская транспортировка сжиженного газа. СПб: Изд-во ГМА им. адм. С.О. Макарова, 2009.
11. British Petrol and International Gas Union, Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality, 2011.
12. Dimopoulos G.G., Frangopoulos C.A. Thermoeconomic Simulation of Marine Energy Systems for a Liquefied Natural Gas Carrier // International Journal of Thermodynamics. 2008. Vol. 11, Iss. 4. P. 195–201.
13. Костылев И.И., Сжиженный природный газ как судовое топливо: проблемы и перспективы их решения // Транспорт Российской Федерации. 2018. № 2 (75), С. 74–78.
14. Дорохов А.Ф., Апкаргов И.А., Хоан Коанг Лыонг. Особенности применения газообразных топлив в судовых энергетических установках // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. 2012. № 2. С. 70–75.
15. Faruque Hasan M.M, Zheng Minghan A. and Karimi I.A. Minimizing Boil-Off Losses in Liquefied Natural Gas Transportation // Industrial Engineering Chemistry Research. 2009. Vol. 48, N. 21. P. 9571–9580. doi: <https://doi.org/10.1021/ie801975q>

## REFERENCES

1. LNG Custody Transfer Handbook, 3rd Ed. v. 3.01. Paris: GIGNL, 2011.
2. Sedlaczek R. Boil-Off in Large and Small Scale LNG Chains. Diploma Thesis. Faculty of Engineering Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim; 2008.
3. GOST R 56835-2015. Liquefied natural gas. Boil-off gas of liquefied natural gas production. Determination of composition by gas chromatography method. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/1200129493> [Accessed 25.06.2022]
4. Seredenko ES, Pakhomov OV, Baranov AYU. 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 Russ). doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610
5. MAN Diesel A/S- LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System, 2009.
6. LNG Carriers with ME-GI Engine and High Pressure Gas Supply System. [Accessed 25.06.2022]. Available at: <http://www.mandieselturbo.com/files/news/files0f8121/5510-002600ppr.indd.pdf>
7. McGuire JJ, White B. Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals, London: Witherby & Co Ltd; 2000.
8. Dundović Č., Basch D., Dobrota Đ. Simulation Method for Evaluation of LNG Receiving Terminal Capacity.



*Promet – Traffic and Transportation*. 2009;21(2):103–112. doi: <https://doi.org/10.7307/ptt.v21i2.216>

9. Gas tankers [Internet]. Agency Neftegaz.ru [Accessed 25.06.2022]. Available at: <https://neftgaz.ru/tech-library/suda-neftgazovye-i-morskoe-oborudovanie-dlya-bureniya/142491-tankery-gazovoy/>

10. Kostylev II, Ovsyannikov MK. *Marine transport of liquefied gas*. St.-Petersburg: Adm. Mak. St. Mar. Akad. Publ.; 2009. (In Russ).

11. *Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality*, British Petrol and International Gas Union; 2011.

12. Dimopoulos GG, Frangopoulos CA. Thermoeconomic Simulation of Marine Energy Systems for a Liquefied Natural Gas

Carrier. *International Journal of Thermodynamics*. 2008;11(4): 195–201.

13. Kostylev II. Liquefied natural gas as marine fuel: problems and solution prospects. *Transport of the Russian Federation*. 2018;2(75):74–78. (In Russ).

14. Dorokhov AF, Apkarov IA, Hoan Koang Luong. Features of the use of gaseous fuels in marine power plants. *Vestnik AGTU. Series: Marine engineering and Technology*. 2012;(2):70–75. (In Russ).

15. Faruque Hasan MM, Zheng Minghan A, Karimi IA. Minimizing Boil-Off Losses in Liquefied Natural Gas Transportation. *Industrial Engineering Chemistry Research*. 2009;48(21):9571–9580. doi: <https://doi.org/10.1021/ie801975q>

## ОБ АВТОРАХ

**\*Середенко Елена Сергеевна**, аспирант, инженер;  
адрес: Россия, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, д. 9;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3571-7744>;  
eLibrary SPIN: 7175-0363;  
e-mail: [seredenko\\_alena@mail.ru](mailto:seredenko_alena@mail.ru)

**Баранов Александр Юрьевич**, д.т.н., профессор;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9263-8153>;  
eLibrary SPIN: 1591-4442;  
e-mail: [abaranov@itmo.ru](mailto:abaranov@itmo.ru)

**Иванов Лев Владимирович**, аспирант, инженер;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6916-7154>;  
eLibrary SPIN: 3491-9440;  
e-mail: [levladiv@mail.ru](mailto:levladiv@mail.ru)

**Василенок Анна Владимировна**, аспирант, преподаватель;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7100-6635>;  
eLibrary SPIN: 8986-1570;  
e-mail: [vasilenok\\_anna@itmo.ru](mailto:vasilenok_anna@itmo.ru)

\*Автор, ответственный за переписку

## AUTHOR'S INFO

**\*Elena S. Seredenko**, graduate student; engineer;  
address: 9 Lomonosova street, 191002 Saint Petersburg, Russia;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3571-7744>;  
eLibrary SPIN: 7175-0363;  
e-mail: [seredenko\\_alena@mail.ru](mailto:seredenko_alena@mail.ru)

**Aleksandr Yu. Baranov**, Dr. Sci. (Tech.), Professor;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9263-8153>;  
eLibrary SPIN: 1591-4442;  
e-mail: [abaranov@itmo.ru](mailto:abaranov@itmo.ru)

**Lev V. Ivanov**, Graduate Student, Engineer;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6916-7154>;  
eLibrary SPIN: 3491-9440;  
e-mail: [levladiv@mail.ru](mailto:levladiv@mail.ru)

**Anna V. Vasilenok**, Graduate Student, Lecturer;  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7100-6635>;  
eLibrary SPIN: 8986-1570;  
e-mail: [vasilenok\\_anna@itmo.ru](mailto:vasilenok_anna@itmo.ru)

\*Corresponding author