

УДК 620.9:658.2

doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИСПАРЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИСХОДНОГО СОСТАВА НА СКОРОСТЬ ИСПАРЕНИЯ

Е.С. Середенко^a, О.В. Пахомов^a, А.Ю. Баранов^{a,b}

^a Университет ИТМО, Санкт-Петербург, 197101, Российская Федерация

^b Научно-производственное предприятие «КРИОН», Санкт-Петербург, 197375, Российская Федерация

Адрес для переписки: Seredenko_alena@mail.ru

Информация о статье

Поступила в редакцию 08.06.20, принята к печати 30.06.20

Язык статьи — русский

Ссылка для цитирования: 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. С. 603–610. doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610

Аннотация

Предмет исследования. Предложена модель испарения сжиженного природного газа, хранящегося в резервуарах регазификационных терминалов, объединяющая строгую термодинамическую модель парожидкостного равновесия и реалистичную модель теплопередачи. Проведен анализ влияния исходного состава и запаса сжиженного природного газа, исходного содержания азота и значения наружной температуры воздуха на скорость испарения смеси. **Метод.** Численный эксперимент с использованием математической модели процесса испарения сжиженного природного газа основан на данных о составе сжиженного природного газа и времени его хранения в наземных резервуарах. Предложенный метод обеспечивает ряд преимуществ в сравнении с ранее разработанными моделями: поступление теплоты в низкотемпературную часть резервуара для хранения рассчитывается с учетом величины температуры наружного воздуха и состава сжиженного природного газа; коэффициент испарения не является входным параметром, а рассчитывается как часть моделирования; плотность сжиженного природного газа рассчитывается с использованием экспериментальной корреляции. **Основные результаты.** Важным параметром при оценке потерь сжиженного природного газа от его испаряемости является содержание в жидкости азота, который испаряется с большей скоростью, чем основной компонент смеси — метан. Анализ влияния исходного состава на скорость испарения сжиженного природного газа показал, что рост содержания азота в исходной смеси вызывает заметное снижение скорости испарения в связи с первоочередным испарением азота и, как следствие, увеличением скрытой теплоты парообразования смеси. Анализ величины исходного запаса сжиженного природного газа на темп испарения показал, что большая степень заполнения резервуара вызывает опережающее снижение потерь от испаряемости. Результатом является более раннее снижение количества отпарного газа для более заполненного резервуара. Анализ влияния температуры наружного воздуха на темп испарения смеси показал, что изменение температуры окружающей среды на 1 °C приведет к снижению количества отпарного газа на 0,2 %. **Практическая значимость.** Использование предложенной математической модели процесса испарения сжиженного природного газа позволит снизить образование отпарного газа при длительном хранении, сохранить исходное качество сжиженного природного газа, оптимизировать эксплуатационные параметры регазификационных терминалов, обеспечить надежность поставки высококачественного природного газа потребителям.

Ключевые слова

СПГ, испарение, регазификация, хранение, резервуары, модель, прогнозирование, оценка, анализ, состав

doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610

MATHEMATICAL MODEL OF LIQUEFIED NATURAL GAS EVAPORATION AND ANALYSIS OF ORIGINAL COMPOSITION EFFECT ON EVAPORATION SPEED

E.S. Seredenko^a, O.V. Pakhomov^a, A.Yu. Baranov^{a,b}

^a ITMO University, Saint Petersburg, 197101, Russian Federation

^b Research and Production Company “KRION”, Ltd, Saint Petersburg, 197375, Russian Federation

Corresponding author: Seredenko_alena@mail.ru

Article info

Received 08.06.20, accepted 30.06.20

Article in Russian

For citation: 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, vol. 20, no. 4, pp. 603–610 (in Russian). doi: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-603-610

Abstract

Subject of Research. The paper proposes a model for predicting evaporation of liquefied natural gas (LNG) stored in tanks of regasification terminals. The model is a combination of the strict thermodynamic LNG vapor-liquid equilibrium and heat transfer realistic models. Analysis of the initial composition effect and the stock of LNG, the initial content of nitrogen and the value of the outside air temperature on the LNG evaporation rate is carried out. **Method.** A numerical experiment using a mathematical model of the LNG evaporation process was based on the LNG composition data and its storage time in aboveground tanks. The proposed method provided a number of advantages compared to previously developed models: the heat input to the low-temperature part of the LNG storage tank was calculated taking into account the outdoor temperature and the LNG composition; the evaporation coefficient was not an input parameter, but was calculated as part of the simulation; the LNG density was calculated by experimental correlation. **Main Results.** An important parameter in assessing the LNG loss from its evaporation is the nitrogen content in the liquid, which evaporates at a higher rate than methane, the main LNG component. Analysis of the initial composition effect on the LNG evaporation rate has shown that the growth of the nitrogen content in the initial mixture causes noticeable decrease in the evaporation rate due to the nitrogen priority evaporation and, as a consequence, the growth of latent mixture heat vaporization. Analysis of the initial LNG supply value at the evaporation rate has shown that a large degree of the tank filling causes an outstripping reduction in losses from evaporation. The result is an earlier reduction in the amount of boil-off gas (BOG, stripping gas) for more filled tank. Analysis of the outdoor temperature effect on the rate of LNG evaporation has shown that the ambient temperature change of 1 °C leads to the decrease in the BOG amount by 0.2%. **Practical Relevance.** The proposed mathematical model of the LNG evaporation process reduces BOG formation during long-term storage, maintain the original LNG quality, optimizes the operational parameters of regasification terminals, and provides the consumers with reliable supply of high-quality natural gas.

Keywords

liquefied natural gas, evaporation, regasification, storage, tanks, model, forecasting, evaluation, analysis, composition

Введение

Градиент температур между окружающей средой и сжиженным природным газом (СПГ) вызывает перенос теплоты через изоляцию и испарение жидкой газовой смеси до состояния насыщенного пара. В англоязычной литературе поток насыщенных паров СПГ обычно обозначают термином Boil-off gas (BOG), в России данный термин путем прямого перевода приобрел название «отпарной газ».

Как правило, отпарной газ компримируют и возвращают в цикл сжижения природного газа, либо используют в качестве топливного газа для заводских нужд. При этом требуется учет расхода отпарного газа и анализ качественных характеристик (например, числа Воббе, плотности и объемной теплоты сгорания), для чего необходим систематический учет компонентного состава СПГ¹.

Природный газ транспортируется под высоким давлением по магистральным и распределительным трубопроводам, или сжижается и транспортируется в виде жидкости СПГ. Выбор зависит, прежде всего, от расстояний, расположения газовых месторождений и заводов по производству СПГ, а также вопросов, касающихся безопасности поставок. Мировая газовая промышленность широко применяет технику низких температур, которая позволяет получать СПГ в больших количествах (при сжижении его объем уменьшается в 600 раз) и транспортировать его на большие расстояния, в первую очередь морским путем [1].

СПГ доставляется на регазификационные терминалы, где хранится в резервуарах с высококачественной

тепловой изоляцией под избыточным давлением, близким к атмосферному, и температуре, соответствующей точке его кипения. В связи с проникновением тепла из окружающей среды в резервуар для хранения, часть СПГ испаряется, что приводит к избыточному росту давления в резервуаре. Чтобы этого избежать, отпарной газ (BOG) непрерывно удаляется с помощью компрессоров со скоростью испарения смеси. Таким образом поддерживается постоянное давление в резервуаре.

При хранении в первую очередь испаряются более легкие компоненты, имеющие низкую температуру кипения. СПГ, доставленный на терминал регазификации, имеет более высокую плотность, чем жидкость, загруженная в танкер-газовоз по месту производства. В этой жидкости снижено содержание метана и азота, и за счет этого повышено содержание этана, пропана, бутана и пентана [2]. Со временем состав СПГ меняется, что будет влиять не только на его термодинамические свойства, в частности, температуру кипения и скрытую теплоту парообразования, но и на теплотворную способность регазифицированного продукта, отправляемого в трубопровод. Данный процесс известен в отрасли СПГ как испарение и может быть обобщен как прогрессивное изменение теплофизических свойств хранимого СПГ вследствие проникновения тепла из окружающей среды.

Прогнозирование процесса испарения СПГ в таком случае имеет особое значение для отрасли, особенно при отгрузке СПГ и эксплуатации установок регазификации. При доставке СПГ прогнозирование испарения помогает предвидеть распределение грузов СПГ и заранее настроить работу приемного терминала.

Проблема процесса испарения не существенна для установок регазификации в терминалах со стабильной базовой нагрузкой, в отличие от систем терминалов регазификации с высокими пиковыми нагрузками; однако

¹ ГОСТ Р 56835-2015. Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. Введен 01.01.2017. М.: Стандартинформ, 2016. 19 с.

колебания региональных цен на газ и сезонная неравномерность в совокупности приводят к увеличению времени хранения, поэтому точный прогноз испарения становится важным при оценке хранимого СПГ и поставке его потребителям в положенные сроки.

Количество и качество СПГ зависит от исходного состава смеси, качества тепловой изоляции резервуара и от продолжительности хранения в резервуаре.

Максимальная продолжительность доставки СПГ газозовом составляет порядка 20 дней, за это время испаряется 2–3 % от общего объема транспортируемого СПГ. Обычный подход для прогнозирования испарения СПГ во время морской перевозки заключается в предположении постоянной скорости парообразования «Boil-off rate» (BOR), где BOR определяется как отношение объема СПГ, испарившегося за один день к начальному объему СПГ в резервуаре. Показатель BOR, используемый в промышленности для прогнозирования скорости испарения, зависит от конструкции судов-перевозчиков. Для более мелких и старых судов обычно используется BOR 0,15 %, в то время как для последних танкеров СПГ со средней вместимостью 170 000 м³ BOR ближе к 0,1 % [3].

Для прогнозирования испарения в надземных резервуарах для хранения СПГ, обычно используемых в регазификационных терминалах, ситуация несколько иная. Постоянное значение BOR, как правило, предполагается на основе значения, принятого на этапе проектирования, когда указывается максимальное значение BOR, обычно около 0,05 % [4]. Изоляция резервуара проектируется с учетом этого базового значения скорости парообразования.

Разработка модели

Рассмотрим модель испарения СПГ, сформированную для типичного надземного резервуара-хранилища, (схематически показанного на рис. 1) который используется в промышленности для хранения СПГ.

По мере того, как теплота проникает в хранимый СПГ, происходит испарение более легких компонентов, при этом BOG удаляется для контроля давления в резервуаре. Энергетический баланс в резервуаре для хранения связывает количество теплоты, поступающей в резервуар за единицу времени Q , со скоростью удаления пара \dot{B} , и может быть выражен, как:

$$Q_{in} = \frac{dH_V}{dt} + \frac{dH_L}{dt} + \dot{B}h_V, \quad (1)$$

где H и h — молярные энтальпии, тогда как индексы V и L указывают на пары и жидкость соответственно; t — время.

Принимая во внимание, что объем резервуара постоянен, и, учитывая скорость удаления паров, получим:

$$\frac{1}{\rho_V} \frac{dB}{dt} = \frac{dV_V}{dt} \left(\frac{\rho_L}{\rho_V} - 1 \right) - \frac{V_V}{\rho_V} \frac{d\rho_V}{dt} - \frac{V_L}{\rho_L} \frac{d\rho_L}{dt}, \quad (2)$$

где ρ — молярная плотность; V — объем резервуара для хранения, занятый жидкостью V_L и паром V_V ; dV_V/dt — скорость испарения СПГ.

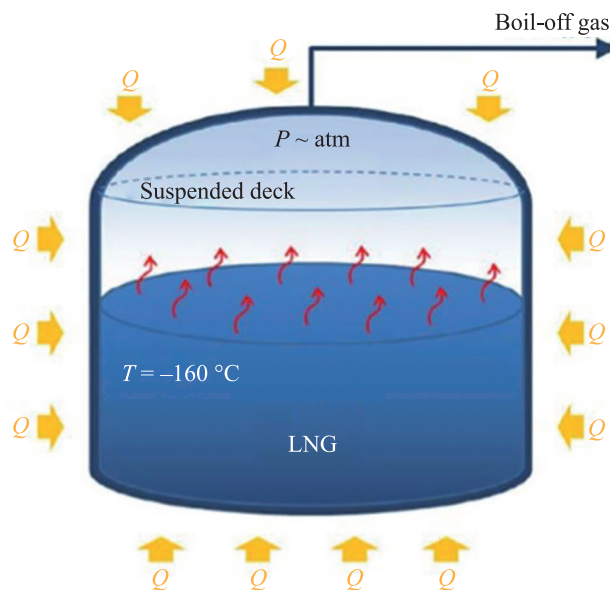


Рис. 1. Резервуар для хранения сжиженного природного газа (LNG — сжиженный природный газ, Suspended deck — подвесная палуба, T — температура смеси, P — давление в резервуаре)

Поступление теплоты в резервуар для хранения включает передачу теплоты через боковые стенки, крышу и нижнюю плиту. В промышленных резервуарах наружная сторона нижней плиты резервуара поддерживается при постоянной температуре с использованием электрического нагревательного элемента и датчиков температуры, чтобы предотвратить замерзание грунта. Таким образом, в существующей модели теплопередача через дно резервуара предполагалась постоянной и не зависящей от температуры окружающей среды. В большинстве промышленных резервуаров внешняя секция крыши отделена от резервуара изолированной подвесной палубой. Пространство между крышей и подвесной палубой заполнено BOG. Таким образом, при разработке данной модели испарения тепловой поток через крышу резервуара также считался постоянным и не зависел от температуры наружного воздуха.

Поступление теплоты через стенки резервуара зависит от температуры окружающего воздуха и уровня жидкости в резервуаре. Поскольку передача теплоты от окружающего воздуха внутрь резервуара происходит путем сочетания проводимости и конвекции, можно записать выражение Q как:

$$Q = UA\Delta T = (U_{wet}A_{wet} + U_{dry}A_{dry})(T_{air} - T), \quad (3)$$

где U — общий коэффициент теплопередачи; A — площадь; нижние индексы wet (мокрый) и dry (сухой) относятся к секции бака, заполненной жидкостью и паром соответственно. Здесь предполагается, что пар и жидкость внутри резервуара находятся в равновесии при температуре T , в то время как воздух снаружи находится при температуре T_{air} .

Уравнения (1)–(3) составляют рабочую модель. Прежде чем их можно будет использовать для расчета испарения СПГ, они должны быть дополнены мате-

математической моделью, которая обеспечит изменение энтальпии и плотности пара и жидкости со временем.

Математическая модель хранимого СПГ

Так как СПГ состоит в основном из метана с небольшим содержанием примеси этана, азота, пропана и бутана, при нагревании присутствие других компонентов, даже в небольших количествах, приводит к первоочередному испарению легких компонентов и увеличению количества более тяжелых компонентов в оставшемся СПГ.

При длительном хранении из-за потерь легких компонентов меняются основные термодинамические свойства СПГ и температура его кипения. Чтобы должным образом учесть эти явления, необходимо рассчитать состав паровой и жидкой фазы как функцию времени. Для этого предполагается, что две фазы находятся в термодинамическом равновесии, и проводятся расчеты парожидкостного равновесия (VLE). Чтобы разработать как можно более реалистичную модель испарения СПГ, получены константы равновесия из соотношений коэффициентов летучести ϕ_i двух фаз:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^V},$$

где y и x — мольные доли частиц i в паровой и жидкой фазе соответственно.

Коэффициенты летучести ϕ_i получены из уравнения состояния Пенга–Робинсона (PR-EOS),

$$\left(P + \frac{a}{v(v+b) + b(v-b)} \right) (v-b) = RT, \quad (4)$$

где a и b — эффективные параметры [5]; v — молярный объем; R — универсальная газовая постоянная; T — температура газа.

Плотность паровой фазы получается путем решения PR-EOS (4) для заданного давления и температуры. Используется метод Клозека–Маккинли, так как он был специально разработан для оценки плотности СПГ и учитывает составы и температуры кипения [6]. Это надежный и точный метод, рекомендуемый GIIGNL (Международной группой импортеров сжиженного природного газа) и ISO 6578. Он учитывает составы и температуры кипения, поэтому представляет большой интерес для промышленности СПГ с заявленной погрешностью $\pm 0,1\%$, при условии, что содержание азота или бутана не превышает 4%. Метод основан на эмпирической корреляции для молярного объема смеси СПГ:

$$v = \sum_i v_i x_i - \left[k_1 + (k_2 - k_1) \left(\frac{x_{N_2}}{0,0425} \right) \right] x_{C_1},$$

где k_1 и k_2 — поправочные коэффициенты, зависящие от температуры; v_i — молярный объем; x_{N_2} — мольная доля N_2 ; x_{C_1} — мольная доля C_1 [7].

Молярные энтальпии каждой фазы могут быть связаны со свойствами PVT (P — давление, V — объем, T — температура) посредством остаточной энтальпии:

$$\frac{h - h^{id}}{RT} = Z - 1 + \frac{1}{RT} \int_{\infty}^v \left[T \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_v - P \right] dv, \quad (5)$$

где h^{id} — энтальпия идеального газа; Z — коэффициент сжатия ($Z = Pv/RT$).

Подставляя PR-EOS (4) в правую часть уравнения (5) получаем [8]:

$$\frac{h - h^{id}}{RT} = Z - 1 - \frac{1}{2\sqrt{2}bRT} \left(a - T \frac{da}{dT} \right) \ln \left(\frac{v + (1 + \sqrt{2})b}{v + (1 - \sqrt{2})b} \right).$$

Следовательно, можно оценить молярную энтальпию при данной температуре и плотности из параметров PR-EOS и значения коэффициента сжатия Z .

Анализ влияния исходного содержания СПГ на скорость испарения

Анализируемые случаи включают влияние исходного состава и запаса СПГ, исходного содержания азота (N_2) и изменения температуры наружного воздуха на скорость испарения смеси.

Влияние исходного состава СПГ. Из рис. 2 видно, что легкий СПГ испаряется при постоянном расходе BOG порядка 1135 кг/ч, что всего на 0,5% меньше, чем у BOG чистого метана. Тяжелый СПГ также испаряется при приблизительно постоянном BOG, но со скоростью на 1% ниже, чем у легкого СПГ [9]. В этом случае паровая фракция состоит преимущественно из метана, но температура кипения и скрытая теплота парообразования немного выше. Чем меньше тепла поступает в систему и чем больше времени требуется для испарения единицы массы СПГ, тем меньше скорость парообразования.

Большой практический интерес представляет влияние исходного содержания N_2 в СПГ, загружаемом в хранилище. Расход BOG быстро увеличивается на начальных этапах испарения от значения 1089 кг/ч до 1132 кг/ч. Такое явление полностью связано с присутствием азота, который испаряется раньше метана. Увеличение исходного содержания азота повышает скрытую теплоту парообразования смеси, за счет этого количество потерь СПГ от испарения будет снижаться [10].

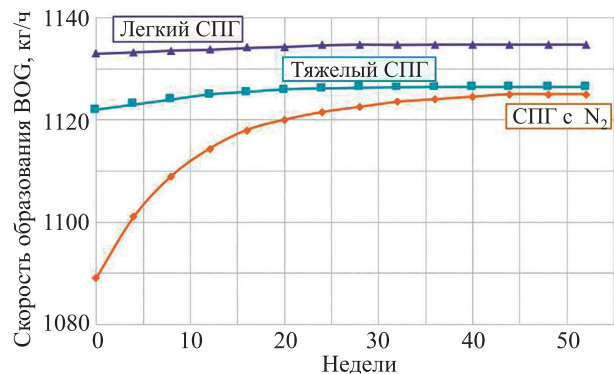


Рис. 2. Зависимость скорости испарения от времени и состава сжиженного природного газа

Интересно то, что даже очень небольшое количество азота, присутствующего в СПГ, например, 0,26 %, может оказать существенное влияние на исходную величину расхода ВОГ, что приведет к снижению скорости испарения на 5 %.

Однако, если в СПГ будет содержаться большое количество азота, то после регазификации получается некачественный продукт, который станет непригодным для коммерческого использования. По мере того, как содержание азота в ВОГ уменьшится со временем, природный газ станет пригодным для продажи.

Влияние начального заполнения СПГ резервуара. В расчетах запасы СПГ варьировались от 15 000 до 160 000 м³ в резервуаре-хранилище вместимостью 165 000 м³, и моделирование проводилось как для легких смесей СПГ, так и для тяжелых.

На начальных этапах испарения (рис. 3) скорость образования ВОГ является постоянной величиной порядка 1140 кг/ч и не зависит от объема резервуара СПГ [11]. Это связано с тем, что в начале пар состоит исключительно из метана, следовательно, ни скрытая теплота парообразования, ни изменение температуры кипения заметно не меняются. В результате коэффициент испарения постоянен и составляет порядка 0,04 % для резервуара, первоначально заполненного 160 000 м³, и 0,44 % для резервуара, первоначально заполненного 15 000 м³ СПГ.

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. Уменьшение теплопритоков через изоляцию связано с ростом температуры СПГ и требует увеличения затрат энергии на газификацию аналогичного количества СПГ. Причиной этого является обогащение жидкости тяжелыми компонентами и вызванное им снижение темпа образования ВОГ.

В резервуаре, заполненном до 160 000 м³, наблюдается несколько более раннее снижение уровня ВОГ, чем в резервуаре с меньшим начальным объемом СПГ. Это прямое следствие изменения скрытой теплоты парообразования смеси. По мере того, как СПГ обогащается более тяжелыми углеводородами, его температура кипения увеличивается, и, следовательно, часть входящего тепла идет на нагрев оставшегося СПГ.

В резервуаре-хранилище с изначально большим объемом СПГ, по мере испарения легких компонентов, останется больше жидкости. Следовательно, потребуются больше тепла, чтобы повысить температуру смеси до новой точки кипения [12]. Общим результатом будет более раннее снижение ВОГ для изначально более заполненного резервуара.

Влияние исходного содержания примеси N₂ в составе СПГ. Ранее наблюдалось (рис. 2), что содержание N₂ в исходном составе СПГ заметно снижает количество ВОГ на начальных этапах испарения. На рис. 4 авторы исследовали этот эффект, анализируя влияние содержания азота в исходной смеси на скорость испарения.

Наблюдается заметное снижение ВОГ на начальных этапах испарения до 13 % [13].

Для оценки скорости испарения СПГ исследованы теплофизические свойства смеси. Увеличение количества N₂, растворенного в СПГ, приводит к двум термодинамическим эффектам: к снижению температуры кипения и увеличению скрытой теплоты парообразования смеси.

Проведенный анализ влияния азота на величину скрытой теплоты парообразования и температуру кипения СПГ позволяет сделать вывод, что наблюдаемый минимум является следствием увеличения молекулярной массы образующегося пара. По мере увеличения количества азота в исходном СПГ температура кипения будет снижаться, а молярная скрытая теплота парообразования будет увеличиваться.

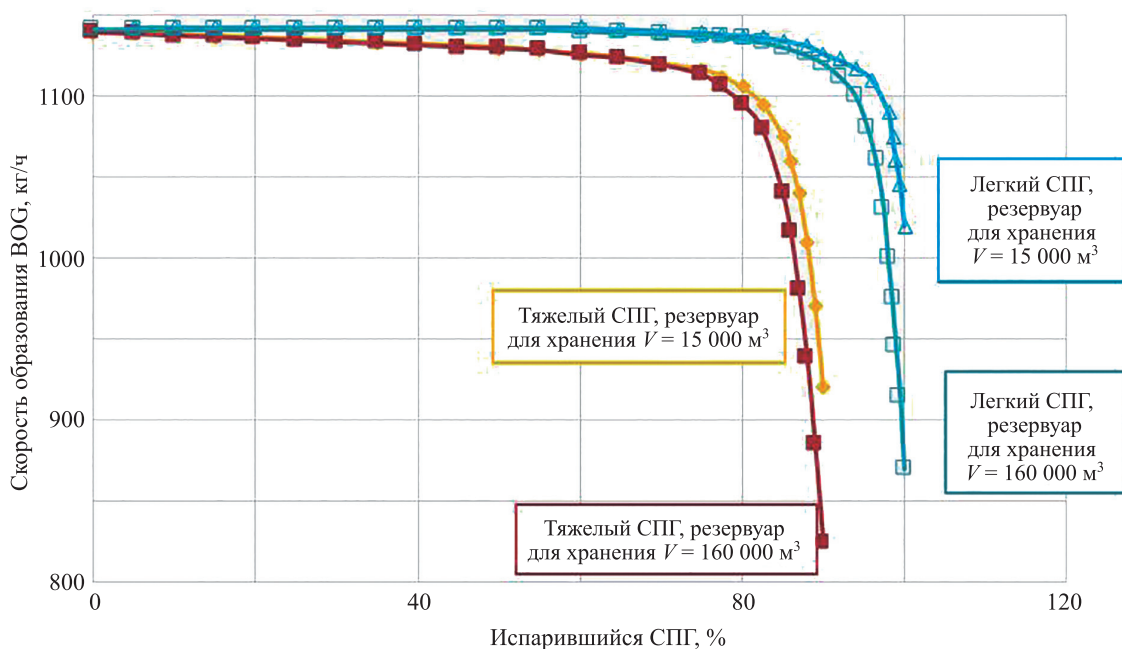
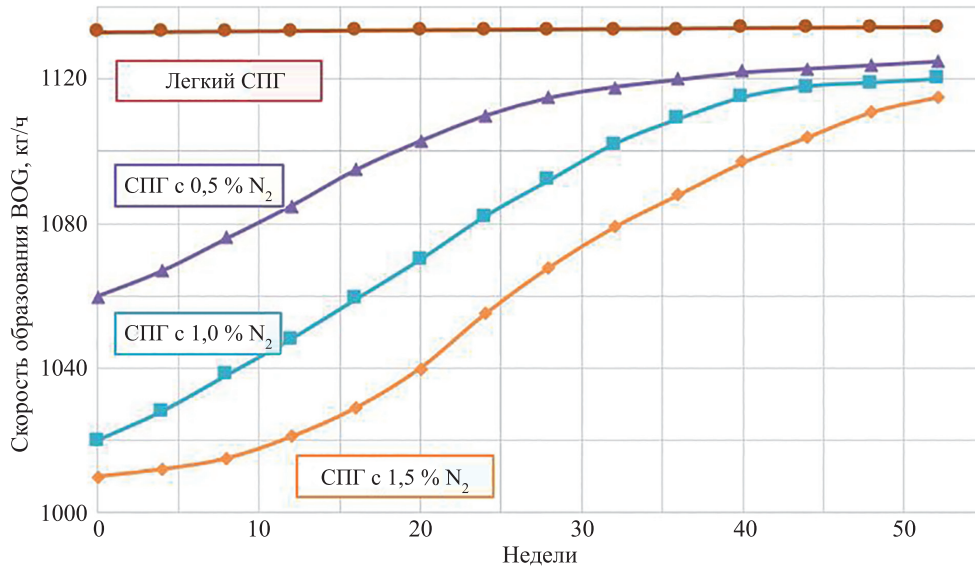


Рис. 3. Зависимость скорости испарения от состава сжиженного природного газа и объема резервуара для хранения

Рис. 4. Зависимость скорости испарения от содержания N₂ в смеси

Это предлагает возможность использования азота при эксплуатации резервуаров для хранения СПГ, чтобы минимизировать образование ВОО на этапах хранения.

Влияние изменения температуры окружающей среды. Анализ основан на начальном заполнении резервуара $V = 160\,000\text{ м}^3$ СПГ, содержащим 1,5 % N₂. Температура наружного воздуха $T_{\text{возд.}}$ варьируется на 10 °C: от 5 до 35 °C.

Рис. 5 показывает, что скорость испарения ВОО увеличивается примерно на 2 % каждые 10 °C температуры наружного воздуха [14].

Главным образом это обусловлено передачей теплоты между стенками резервуара и окружающей средой, считая теплопередачу через нижнюю плиту и крышу резервуара постоянной и независимой от температуры окружающей среды.

Можно сделать вывод, что изменение температуры окружающей среды на 1 °C вызывает изменение расхода ВОО приблизительно на 0,2 %.

Заключение

В работе разработана модель прогнозирования испарения сжиженного природного газа, объединяющая строгую термодинамическую модель парожидкостного равновесия и реалистичную модель теплопередачи. Модель разработана на основе данных о составе сжиженного природного газа и времени его хранения в наземных резервуарах регазификационных терминалов. Проведен анализ влияния исходного состава и запаса сжиженного природного газа, исходного содержания N₂ и значения наружной температуры воздуха на скорость испарения смеси.

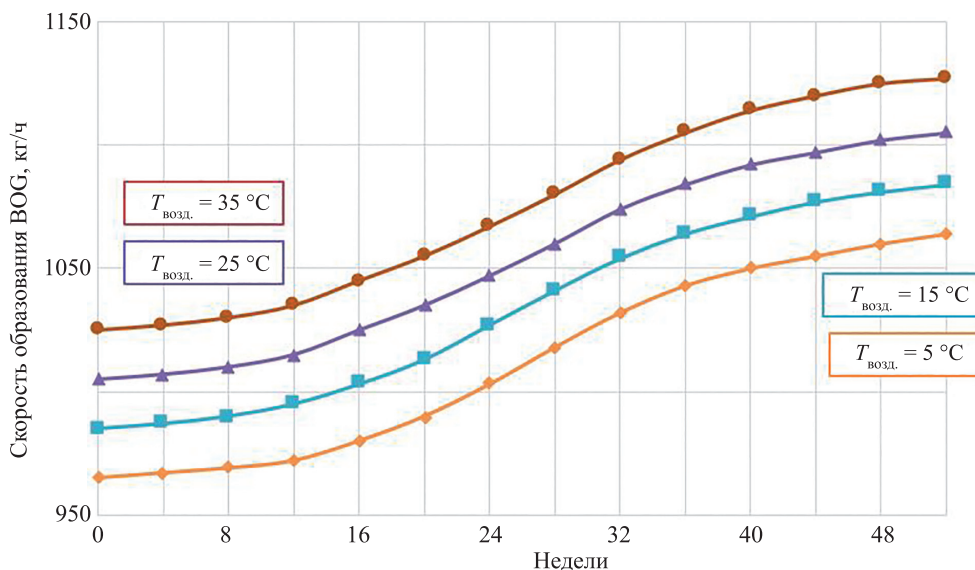


Рис. 5. Зависимость скорости испарения от температуры наружного воздуха

Точный прогноз потерь от испарения сжиженного природного газа на этапе хранения позволяет оптимизировать работу регазификационных терминалов. Минимизация испарения на этапе хранения позволит повысить качество хранимого продукта, а также обеспечить его пригодность для продажи с точки зрения термодинамических свойств и теплотворной способности сжиженного природного газа.

При оценке скорости образования отпарного газа существенное влияние оказывает исходное содержание азота. Увеличение содержания азота в исходной смеси приводит к заметному снижению образования отпарного газа. Таким образом, предлагается возможность эксплуатации резервуаров для хранения сжиженного природного газа с использованием повышенного со-

держания азота в смеси, чтобы минимизировать образование отпарного газа на этапе хранения.

По мере того, как сжиженный природный газ обогащается более тяжелыми углеводородами, его температура кипения увеличивается, часть входящего тепла идет на нагрев оставшейся смеси до состояния насыщения. Вследствие чего происходит снижение интенсивности парообразования. Результатом будет являться более раннее снижение количества отпарного газа для более заполненного резервуара.

Анализ влияния температуры наружного воздуха на темп испарения сжиженного природного газа показал, что изменение температуры окружающей среды на 1 °C приведет к снижению количества отпарного газа на 0,2 %.

Литература

1. Бармин И.В., Кунис И.Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. 256 с.
2. Акулов Л.Л. Установки и системы низкотемпературной техники. Ожижение природного газа и утилизация холода сжиженного природного газа при его регазификации: учебное пособие. СПб.: СПбГУНиПГ, 2006. 174 с.
3. Colson D., Haquin N., Malochet M. Reduction of boil-off generation in cargo tanks of liquid natural gas carriers – Recent developments of Gaztransport & Technigaz (GTT) cargo containment systems // Proc. 25th World Gas Conference (WGC 2012). Kuala Lumpur, Malaysia. 2012. P. 645–659.
4. Yang Y., Kim J., Seo H., Lee K., Yoon I. Development of the world's largest above-ground full containment LNG storage tank // Proc. 23rd World Gas Conference. Amsterdam, Netherlands. 2006. P. 2508–2521.
5. Danesh A. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. The Netherlands: Elsevier Science, 1998. 388 p. doi: 10.1016/s0376-7361(98)x8021-0
6. LNG Custody Transfer Handbook. 3rd ed. Paris: GIIGNL, 2010.
7. Poling B., Prausnitz J., O'Connell J. The Properties of Gases and Liquids. 5th ed. New York: McGraw-Hill, 2007.
8. Albright's Chemical Engineering Handbook / ed. by L.F. Albright. Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009. 1928 p. doi: 10.1201/9781420014389
9. Conrado C., Vesovic V. The influence of chemical composition on vaporisation of LNG and LPG on unconfined water surfaces // Chemical Engineering Science. 2000. V. 55. N 20. P. 4549–4562. doi: 10.1016/S0009-2509(00)00110-X
10. White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use. Natural Gas Council Plus. Interchangeability Work Group, USA, 2005. 32 p.
11. Bett K.E., Rowlinson J.S., Saville G. Thermodynamics for Chemical Engineers. London: MIT Press, 1975.
12. Shah J.M., Aarts J.J. Effect of weathering of LNG in storage tanks // Advances in Cryogenic Engineering. 1974. V. 19. P. 253–260.
13. Dimopoulos G.G., Frangopoulos C.A. A Dynamic model for liquefied natural gas evaporation during marine transportation // International Journal of Thermodynamics. 2008. V. 11. N 3. P. 123–131.
14. Miana M., Del Hoyo R., Rodrigálvarez V., Valdés J.R., Llorens R. Calculation models for prediction of liquefied natural gas (LNG) ageing during ship transportation // Applied Energy. 2010. V. 87. N 5. P. 1687–1700. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.10.023

Авторы

Середенко Елена Сергеевна — студент, Университет ИТМО, Санкт-Петербург, 197101, Российская Федерация, ORCID ID: 0000-0002-3571-7744, Seredenko_alena@mail.ru
Пахомов Олег Всеволодович — кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, ординарный доцент, Университет

References

1. Barmin I.V., Kunis I.D. *Liquefied Natural Gas Yesterday, Today, Tomorrow*. Moscow, BMSTU Publ., 2009, 256 p. (in Russian)
2. Akulov L.L. *Installations and systems of Low-Temperature Technique. Natural Gas Liquefaction and Utilization of Liquefied Natural Gas Refrigeration During Its Regasification*. Tutorial. St. Petersburg, St. Petersburg State University of Refrigeration and Food Processing Technologies, 2006, 174 p. (in Russian)
3. Colson D., Haquin N., Malochet M. Reduction of boil-off generation in cargo tanks of liquid natural gas carriers — Recent developments of Gaztransport & Technigaz (GTT) cargo containment systems. *Proc. 25th World Gas Conference (WGC 2012)*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2012, pp. 645–659.
4. Yang Y., Kim J., Seo H., Lee K., Yoon I. Development of the world's largest above-ground full containment LNG storage tank. *Proc. 23rd World Gas Conference. Amsterdam, Netherlands*, 2006, pp. 2508–2521.
5. Danesh A. *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. The Netherlands: Elsevier Science, 1998, 388 p. doi: 10.1016/s0376-7361(98)x8021-0
6. *LNG Custody Transfer Handbook*. 3rd ed. Paris, GIIGNL, 2010.
7. Poling B., Prausnitz J., O'Connell J. *The properties of gases and liquids*. 5th ed. New York, McGraw-Hill, 2007.
8. *Albright's Chemical Engineering Handbook*. Ed. by L.F. Albright. Boca Raton, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009, 1928 p. doi: 10.1201/9781420014389
9. Conrado C., Vesovic V. The influence of chemical composition on vaporisation of LNG and LPG on unconfined water surfaces. *Chemical Engineering Science*, 2000, vol. 55, no. 20, pp. 4549–4562. doi: 10.1016/S0009-2509(00)00110-X
10. *White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use*. Natural Gas Council Plus. Interchangeability Work Group, USA, 2005, 32 p.
11. Bett K.E., Rowlinson J.S., Saville G. *Thermodynamics for Chemical Engineers*. London, MIT Press, 1975.
12. Shah J.M., Aarts J.J. Effect of weathering of LNG in storage tanks. *Advances in Cryogenic Engineering*, 1974, vol. 19, pp. 253–260.
13. Dimopoulos G.G., Frangopoulos C.A. A Dynamic model for liquefied natural gas evaporation during marine transportation. *International Journal of Thermodynamics*, 2008, vol. 11, no. 3, pp. 123–131.
14. Miana M., Del Hoyo R., Rodrigálvarez V., Valdés J.R., Llorens R. Calculation models for prediction of liquefied natural gas (LNG) ageing during ship transportation. *Applied Energy*, 2010, vol. 87, no. 5, pp. 1687–1700. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.10.023

Authors

Elena S. Seredenko — Student, ITMO University, Saint Petersburg, 197101, Russian Federation, ORCID ID: 0000-0002-3571-7744, Seredenko_alena@mail.ru
Oleg V. Pakhomov — PhD, Associate Professor, Leading Researcher, Ordinary Associate Professor, ITMO University, Saint Petersburg,

ИТМО, Санкт-Петербург, 197101, Российская Федерация, Scopus ID: 8275568000, ORCID ID: 0000-0001-8228-6329, oleg.cryogenics@gmail.com

Баранов Александр Юрьевич — доктор технических наук, профессор, руководитель департамента научных исследований, Научно-производственное предприятие «КРИОН», Санкт-Петербург, 197375, Российская Федерация; профессор практики, Университет ИТМО, Санкт-Петербург, 197101, Российская Федерация, Scopus ID: 57191032604, ORCID ID: 0000-0002-9263-8153, abaranov@itmo.ru

197101, Russian Federation, Scopus ID: 8275568000, ORCID ID: 0000-0001-8228-6329, oleg.cryogenics@gmail.com

Aleksandr Yu. Baranov — D.Sc., Professor, Department Head for Scientific Studies, Research and Production Company “KRION”, Ltd, Saint Petersburg, 197375, Russian Federation; Professor of Practice, ITMO University, Saint Petersburg, 197101, Russian Federation, Scopus ID: 57191032604, ORCID ID: 0000-0002-9263-8153, abaranov@itmo.ru