

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ENERGY AND ELECTRICAL ENGINEERING



УДК 621.057

DOI: 10.21822/2073-6185-2024-51-2-6-14

Оригинальная статья /Original article

**Термодинамический анализ и моделирование процесса наполнения танкера-газовоза
путем отгрузки СПГ из крупнотоннажного хранилища модернизированным
погружным криогенным насосом**

А.Ю. Баранов, М.И. Давыденко, М.В. Баранов, Т.С. Майкова

Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет
информационных технологий, механики и оптики (ИТМО),
197101, Санкт-Петербург, пр. Кронверкский, 49, Россия

Резюме. Цель. Целью исследования является определение параметров работы системы отгрузки сжиженного природного газа для различных вариантов наполнения танкера газовоза из крупнотоннажных хранилищ в период его бункеровки. **Метод.** Математическое и численное моделирование процесса отгрузки сжиженного природного газа для различных режимов опорожнения резервуаров в процессе отгрузки сжиженного природного газа на крупнотоннажный газовоз погружным криогенным насосом. **Результат.** Проведен анализ режимов отгрузки сжиженного природного газа из крупнотоннажных хранилищ в целях обеспечения заполнения танкера-газовоза в пределах допустимого периода фрахта посредством использования модернизированной конструкции погружного криогенного насоса. Получены аналитические зависимости для описания процесса отгрузки сжиженного природного газа для различных вариантов эксплуатации системы отгрузки. **Вывод.** Определен оптимальный вариант эксплуатации системы отгрузки сжиженного природного газа для наполнения танкера-газовоза за допустимое время бункеровки.

Ключевые слова: крупнотоннажные хранилища; сжиженный природный газ; центробежный насос; гидравлическая турбина; погружной криогенный насос отгрузки; отгрузка СПГ, танкер-газовоз

Для цитирования: А.Ю. Баранов, М.И. Давыденко, М.В. Баранов, Т.С. Майкова. Термодинамический анализ и моделирование процесса наполнения танкера-газовоза путем отгрузки СПГ из крупнотоннажного хранилища модернизированным погружным криогенным насосом. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2024; 51(2):6-14. DOI:10.21822/2073-6185-2024-51-2-6-14

Thermodynamic analysis and modeling of the filling process of a gas tanker by shipping LNG from a large-capacity storage facility with an upgraded submersible cryogenic pump

A.U. Baranov, M.I. Davydenko, M.V. Baranov, T.S. Maykova

ITMO University,
49 Kronverkskiy Ave., St. Petersburg 197101, Russia

Abstract. Objective. To set the parameters of the liquefied natural gas shipment system for various options for filling a gas tanker from large-capacity storage facilities during its bunkering. **Method.** Mathematical and numerical modeling of the liquefied natural gas shipment process for various tank-emptying modes during the shipment of liquefied natural gas to a large-capacity gas carrier by a submersible cryogenic pump. **Result.** The analysis of the modes of shipment of liquefied natural gas from large-capacity storage facilities has been carried out in order to ensure filling of a gas tanker within the permissible freight period with an upgraded design of a submersible pump of liquefied natural gas. Analytical dependencies have been obtained to describe the process of shipping liquefied natural gas for various operating options of the

shipping system. **Conclusion.** The optimal option for the operation of the liquefied natural gas shipment system for filling a gas tanker within the permissible bunkering time has been determined.

Keywords: large-capacity storage facilities; liquefied natural gas; centrifugal pump; hydraulic turbine; submersible shipping pump; LNG shipment; gas tanker

For citation: A.U. Baranov, M.I. Davydenko, M.V. Baranov, T.S. Maykova. Thermodynamic analysis and modeling of the filling process of a gas tanker by shipping LNG from a large-capacity storage facility with an upgraded submersible cryogenic pump. Herald of the Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2024; 51(2):6-14. DOI:10.21822/2073-6185-2024-51-2-6-14

Введение. Погружные насосы сжиженного природного газа (далее – ПНСПГ) считаются наиболее критичным узлом технологического блока накопления-выдачи СПГ на крупных специализированных предприятиях. В крупнотоннажном производстве СПГ для бункеровки готовой продукции преимущественно используют погружные центробежные насосы с электроприводом [1]. Насосный агрегат электромеханический эксплуатируется под слоем криогенной жидкости высотой до 50 м и при температуре 111 К. В случае поломки любого узла насосного агрегата требуется его полная замена.

Сложилась традиция устанавливать на каждом накопительном резервуаре избыточное количество насосов – до пяти агрегатов на один резервуар хранения, из которых только три насоса используется для отгрузки СПГ, а оставшиеся два агрегата постоянно находятся в резерве. Необходимость установки большого количества резервирующего оборудования свидетельствует о низкой надежности данного вида оборудования. Ситуация с ремонтпригодностью ПНСПГ дополнительно осложняется тем, что в настоящее время такие агрегаты на территории Российской Федерации не производятся.

Постановка задачи. Учитывая перечисленный выше комплекс эксплуатационных проблем целесообразно решать проблему организация их производства на российских предприятиях на основе принципиально новых технологических и конструктивных решений. Учитывая отсутствие соответствующего опыта и технической документации, подобную разработку придется начинать практически с нуля, что позволяет проанализировать альтернативные способы организация работы насосного агрегата.

В работах, опубликованных по данной тематике ранее [1], на основании анализа существующих вариантов исполнения рабочих колес насоса и привода к ним, в сопоставлении с условиями эксплуатации ПНСПГ, в качестве технологические основы повышения эффективности системы отгрузки и снижения эксплуатационных издержек при ее эксплуатации была предложена модернизация конструкции ПНСПГ посредством замены дорогостоящего и недостаточно надежного электропривода насосного агрегата гидротурбиной, использующей в качестве рабочей вещества часть потока продукционного СПГ. По распространенным на предприятиях крупнотоннажного производства СПГ технологическим решениям продукционный поток выходит из цикла ожижения под давлением магистрального трубопровода, откуда он поступает в цикл ожижения. Давление газа в магистральном трубопроводе может достигать 12 МПа, но в большинстве случаев составляет не менее 7 МПа. Перед отгрузкой в накопительную ёмкость давление потока сжиженного природного газа снижают с помощью дросселирования или гидротурбины. В последнем случае поток криогенной жидкости совершает работу по вращению турбины, которая преобразуется в электроэнергию. Учитывая высокую энерговооруженность потока СПГ высокого давления, логично использовать часть этого потока для выработки механической энергии, необходимой для вращения погружного криогенного насоса.

Продукционный поток СПГ высокого давления получают при температуре насыщения природного газа при давлении, близком к атмосферному. Это необходимо для исключения потери СПГ от испарения после сброса давления. При таком сочетании

давления и температуры продукционный СПГ находится в недогретом состоянии, а его свойства сходны со свойствами традиционной жидкости (воды). Потенциальная энергия потока СПГ, направленного на рабочее колесо гидротурбины, преобразуется в энергию вращения рабочего колеса, затрачиваемую на вращение рабочего колеса насоса и выдачу СПГ в танкер-газовоз.

Несомненным преимуществом такой схемы является то, что, рабочая жидкость, поступающая в турбину, и жидкость, перемещаемая жидкостным насосом, одно и то же вещество, что снимает проблемы уплотнения между расширительной частью турбины и нагнетательной частью насоса. Более того, подшипники насоса также могут работать, используя в качестве смазки СПГ высокого давления. Отгрузка (бункеровка) СПГ при заполнении газовоза является важным этапом в процессе эксплуатации крупнотоннажного хранилища. Процесс бункеровки представляет собой сложную логистическую операцию, которая не нуждается в точности и безопасности организации.

Перед началом процесса отгрузки необходимо подготовить газовоз для приема СПГ. Теплоизолированные емкости газовоза должны быть холодными и заполненными инертным газом (в случае первичного заполнения резервуара). Кроме того, активируются специальные системы безопасности для предотвращения возможности утечек газа и обеспечения безопасности персонала [2]. Процесс отгрузки начинается с подачи СПГ из хранилища в газовоз. Для это используются погружные насосы и система трубопроводов, перемещающих газ в теплоизолированные емкости газовоза. Важно контролировать температуру и давление газа во время заполнения для обеспечения правильных условий хранения и транспортировки [3].

После заполнения газовоза СПГ производятся проверка и контроль качества. Включающие в себя измерение уровня газа в емкостях, проверку герметичности и обеспечение соответствия спецификации и стандартам качества. Кроме того, важно убедиться в соответствии режимов работы всех систем безопасности надлежащим параметрам [3, 4]. После завершения процесса отгрузки и контроля качества газовоз готов отправится в пункт назначения.

Процесс отгрузки является сложным и многоступенчатым, требует тщательной подготовки и контроля всех его этапов для гарантии безопасности и качества поставляемого газа. Процесс является важным звеном поставки СПГ и способствует эффективной транспортировке и поставке продукта конечному потребителю. Не мало важным фактором, влияющим на производственную и экономическую эффективность завода, является схема и порядок отгрузки СПГ в газовоз. Как правило, в технологической схеме поставки СПГ конечным потребителям используются крупные газовозы, способные перемещать до 200 000 м³ СПГ за один рейс [5]. Стоимость эксплуатации и содержания такого газовоза очень велика, в связи с чем каждый час простоя судна влечет за собой большие финансовые потери. В целях обеспечения финансовой эффективности морского транспорта СПГ арендаторы судна стремятся максимально сократить период простоя судна в процессе наполнения и разгрузки. В связи с чем, рациональный выбор схемы наполнения газовоза представляет важную эксплуатационную задачу, требующую решения.

Как правило, максимальный интервал стоянки судна в терминале СПГ составляет не более 24 часов. При этом отгрузка может вестись как из одного, так и из нескольких резервуаров одновременно с использованием одного или нескольких ПНСПГ. Чем быстрее осуществляется процесс отгрузки, тем раньше судно будет готово к началу рейса и быстрее будет осуществлена поставка энергоресурсов потребителю.

Методы исследования. На примере проекта «Балтийский СПГ» [6] рассмотрим возможные схемы выдачи СПГ судну-газовозу. Блок выдачи продукционного СПГ судну-газовозу состоит из четырех резервуаров СПГ, каждый суммарным объемом 40 000 м³. Высота резервуаров составляет 40 метров, максимальный уровень наполнения резервуара – 36 метров. Процесс наполнения резервуаров СПГ осуществляет из двух производствен-

ных линий СПГ путем разделения суммарного потока СПГ равномерно между всеми накопительными теплоизолированными емкостями. Каждая производственная линия подключена к блоку хранения СПГ, состоящему из четырех емкостей. Общая технологическая схема накопления СПГ в блоке хранения в рамках функционирования одной производственной линии в соответствии с рис. 1.

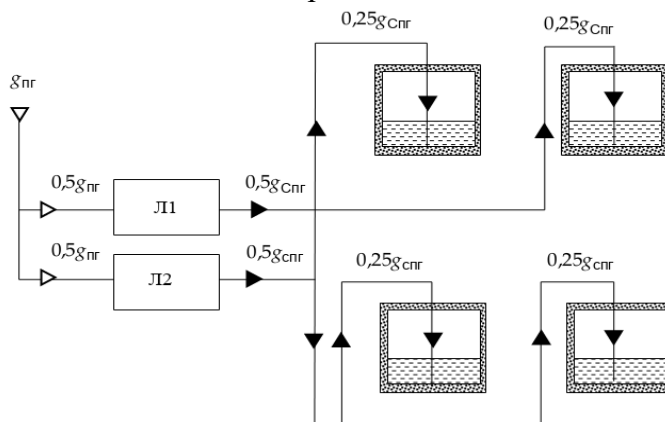


Рис. 1. Схема накопления СПГ в теплоизолированных емкостях
Fig. 1. Scheme of LNG accumulation in thermally insulated containers

ПНСПГ с приводом от гидротурбины представлен соосно размещенными рабочим колесом насоса и рабочим колесом гидротурбины. ПНСПГ находится на дне резервуара хранения. Поток СПГ раскручивает приводящее колесо и переходит в линию нагнетания, где смешивается с основным потоком СПГ, который засасывается в нагнетательное колесо ПНСПГ через спускные отверстия, расположенные в нижней части насоса. Весь агрегат находится в слое СПГ, поэтому перетечки по уплотнениям оси насоса существенного влияния на работы ПНСПГ не оказывают. Обобщенная схема агрегата изображена на рис. 2.

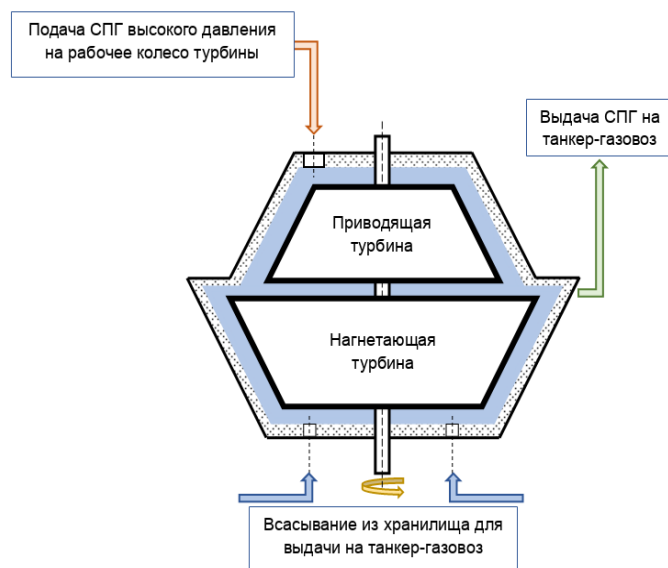


Рис. 2. Обобщенная схема агрегата ПНСПГ модернизированной конструкции
Fig. 2. Generalized diagram of the PNSPG unit of a modernized design

Важнейшим уравнения для аналитического описания процесса отгрузки СПГ из крупнотоннажного хранилища в целях накопления в танкере-газовозе является дифференциальное уравнение момента вращения ротора (вала):

$$M = J \frac{d\omega}{dt} + \frac{\omega^2}{2} \frac{dJ}{d\alpha}, \quad (1)$$

где ω – угловая скорость вращения ротора (вала); J – момент инерции; α – угол поворота ротора (вала).

Дифференциальное уравнение момента вращения ротора является ключевым элементом описания работы насоса. Ротор насоса производится в движение рабочим колесом гидротурбины, вращение ротора создает момент, необходимый для перекачивания СПГ. Уравнение момента учитывает механическую связь между вращающимся ротором и перекачиваемой жидкостью. Уравнение моментов учитывает взаимодействие между механическими силами, возникающими в насосе, и гидродинамическими характеристиками перекачиваемой жидкости. В процессе выдачи весь поток производственного СПГ переключается на линию выдачи с одновременной подачей накопленного СПГ из резервуаров. Процесс наполнения газовоза путем отгрузки СПГ из блока крупнотоннажного хранения может осуществляться по нескольким схемам:

Вариант 1. С выдачей всего объема, требуемого к погрузке СПГ в рамках функционирования только одной производственной линии. В данном случае выдача осуществляет в рамках одного блока хранения с одновременной отгрузкой СПГ из резервуаров и подачей производственного СПГ в линию накопления газовоза. При опорожнении резервуаров остаточное наполнение газовоза осуществляется исключительно за счет производственной линии СПГ с возможностью подключения дополнительных производственных линий для сокращения периода фрахтования.

Вариант 2. Последовательное использование двух блоков хранения СПГ. В данном случае на выдачу для погрузки СПГ в газовоз подключаются два блока крупнотоннажного хранения с использованием двух производственных линий. При этом подключение каждого блока резервуаров происходит последовательно по достижению в опорожняемых емкостях предельного уровня СПГ.

Вариант 3. Одновременная подача СПГ из двух и более блоков хранения производственного СПГ для погрузки газовоза. Данный вариант отгрузки предполагает одновременное подключение двух и более производственных линий с блоками хранения к системе погрузки СПГ газовоза.

Общая схема выдачи производственного СПГ на судно-газовоз с использованием одного блока хранения и линии производства представлена на рис. 3.

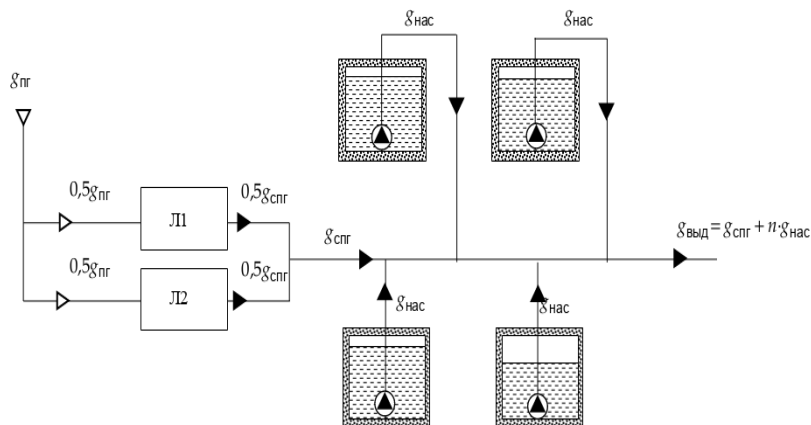


Рис. 3. Схема выдачи производственного СПГ на судно-газовоз с использованием одного блока хранения и линии производств
Fig. 3. Scheme of delivery of production LNG to a gas carrier using one storage unit and production line

Рассмотрим основные математические уравнения, описывающие процесс выдачи СПГ в рамках одной накопительной емкости. Максимальная высота наполнения резервуара:

$$h_{max} = 0,9 \cdot h. \quad (1)$$

Изменение уровня СПГ в резервуаре в процессе отгрузки:

$$h_i = \sum_{n=1}^i h - i \cdot \partial h, \text{ при условии } h_{i-1} \geq h_{min} \quad (2)$$

Энергия выдачи на насосе на шаге i :

$$E_i = h_i g \cdot \eta_{\text{тур}} \cdot \eta_{\text{нас}} \quad (3)$$

где $\eta_{\text{тур}}$ – КПД турбины; $\eta_{\text{нас}}$ – КПД насоса.

Энергия, необходимая для преодоления текущей высоты подъема и выдачи СПГ:

$$E_{\text{под}i} = (h_{\text{max}} - h_i) g. \quad (4)$$

Объем СПГ, направляемый в линию выдачи в заданный интервал времени с учетом превышения энергии на выдаче над энергией подъема:

$$V_{\text{СПГ}} = \xi \cdot \partial V = \frac{E_i}{E_{\text{под}i}} \cdot \partial V \quad (5)$$

Высота выданного СПГ:

$$H_{\text{СПГ}} = \frac{V_{\text{СПГ}}}{S_{\text{рез}}}, \text{ при условии } H_{\text{СПГ}} > h_{\text{min}} \quad (6)$$

Суммарная выдача СПГ накопительной емкости:

$$M_{\text{СПГ}} = \sum_{n=1}^i V_{\text{СПГ}i} \quad (7)$$

Формулы (1)-(7) описывают основные параметры выдачи накопительной емкости для заданных характеристик объекта производства СПГ и резервуарного парка. Однако, для всех вариантов схем осуществления погрузки СПГ в криогенный газовоз, предусмотрена одновременная подача СПГ из всех резервуаров (части резервуаров) блока хранения и производственной линии в линию накопления напрямую, а также для варианта 3 предусмотрена одновременная выдача из нескольких блоков хранения с одновременным опорожнением группы из двух и более резервуаров.

На первом этапе анализа для всех вариантов схем отгрузки заданы параметры системы на примере объекта «Балтийский СПГ». Рассмотрен блок накопительных емкостей, состоящий из четырех одинаковых по объему резервуаров. Погрузка СПГ осуществляется из всех резервуаров блока емкостей с одновременной подачей СПГ из производственной линии в линию выдачи. В рамках исследования принято, что выдача СПГ из всех емкостей происходит одновременно с одинаковым расходом, обеспечиваемым идентичностью установленного запорного и сливного оборудования, а также характеристиками обвязочных труб резервуаров. Для всех вариантов отгрузки характерны единые граничные условия:

1. Уровень СПГ в емкости не может опускаться ниже 10% от общей высоты резервуара. В рассматриваемом случае – ниже 2,5 метров.
2. По достижению минимально допустимого уровня жидкости в резервуаре работа емкости на выдачу прекращается. Для заполнения газовоза до требуемого уровня используется линия выдачи (вариант 1), последовательно подключенный блок производственной линии 2 (вариант 2).
3. Максимальное время заполнения газовоза в целях обеспечения экономической эффективности фрахта – 24 часа. В случае превышения указанного срока вариант схемы отгрузки следует признать не эффективным и не рекомендовать к дальнейшему использованию.

Обсуждение результатов. На основании формул (1)-(7) с помощью средств MS Excel был проведен анализ и моделирование процесса отгрузки СПГ для вариантов № 1-3 схем выдачи СПГ из крупнотоннажных хранилищ.

Вариант 1. Вариант отгрузки с использованием одного блока накопительных емкостей с одновременной подачей СПГ из производственной линии напрямую в линию выдачи характеризуется равномерностью работы системы: все резервуары одновременно запускаются в работу и обеспечивают одинаковую подачу в своих индивидуальных обвязочных трубопроводах (в соответствии с рис. 1).

При этом, на начальных этапах работы насоса, когда уровень СПГ в емкости велик, и энергия в турбине значительно превышает по величине энергию, требуемую для выдачи СПГ объемом dV , выдача на насосе велика. Так как одновременное наполнение емкостей продукционным СПГ в данном варианте схемы не обеспечивается, то в процессе уменьшения уровня СПГ в емкости уменьшается и объем выдаваемого насосом СПГ. При этом общий объем выданного на газовоз СПГ из всего блока накопительных емкостей по мере работы насосов увеличивается. Выгрузка всего допустимого объема СПГ из блока накопительных емкостей осуществляется через 1 146 шагов итерации по времени, что соответствует 8,37 часам непрерывной работы системы. При этом, с постоянным расходом 1 579 м³/ч идет подача СПГ на газовоз напрямую из производственной линии.

Согласно результатам расчета при использовании одной линии производства остаточное наполнение газовоза будет осуществлено за 41,75 часов, общее время наполнения газовоза составит – 50,12 часов, что в два раза превышает допустимое время погрузки СПГ в судно-экспортер.

В случае дополнительного подключения второй линии производства к наполнению газовоза, остаточная догрузка будет осуществлена за 20,88 часов, общее время наполнения газовоза составит – 29,24 часа, что также не соответствует требованиям эксплуатации блока отгрузки СПГ. Для обоих вариантов суммарное время наполнения газовоза значительно превышает максимально допустимый период в 24 часа.

Вариант 2. Схема подразумевает последовательное подключение блоков емкостей к линии выдачи продукционного СПГ на газовоз с использованием СПГ из производственных линий. При этом после полного опорожнения первого блока емкостей первая производственная линия не отключается от линии наполнения, а продолжает подачу жидкости на газовоз.

После опорожнения емкостей первого блока осуществляется подключение к линии выдачи второго блока емкостей и производственной линии. Оставшийся объем продукционного СПГ в размере 65 966,70 м³ подается на газовоз с дополнительного блока емкостей. Подключение второго блока емкостей со второй линией производства к общей линии выдачи осуществляется на 1 147 шаге итерации по времени. Остаток к накоплению для полной погрузки газовоза – 65 966,70 м³.

При использовании данного варианты схемы погрузки в газовоз общее время накопления при условии последовательного подключения блоков к линии выдачи составляет 10,77 часов, что обеспечивает требуемый интервал погрузки газовоза не более 24 часов. Кроме того, при наличии достаточного времени между прибытиями следующих судов-экспортеров и своевременным переключением линий производства на накопление, в одном интервале погрузки в 24 часа с помощью данной схемы может быть проведена погрузка еще одного судна-экспортера объемом до 200 000 м³. Дополнительно, стоит отметить, что остаточный объем СПГ в накопительных емкостях может быть использован для погрузки среднетоннажные суда.

Вариант 3. Финальный вариант схемы погрузки СПГ на судно-экспортер подразумевает одновременное подключение двух блоков теплоизолированных накопительных емкостей к линии выдачи продукционного СПГ на газовоз с использованием СПГ из производственных линий. Подача СПГ на судно-газовоз осуществляет одновременно из всех резервуаров блоков хранения с одновременным использованием продукционных линий, также переключенных на подачу в газовоз.

При использовании данного варианта схемы погрузки в газовоз общее время накопления при условии одновременного подключения блоков к линии выдачи с одинаковыми показателями работы системы отгрузки составляет 3,27 часа, что обеспечивает требуемый интервал погрузки газовоза не более 24 часов.

Учитывая, что общий объем СПГ в накопительных емкостях (при полной нагрузке) составляет 320 000 м³ с помощью данной схемы без потерь по времени и при условии

оперативного переключения линий выдачи можно осуществить выдачу 120 000 м³ СПГ на другое судно-экспортер. Таким образом, схема обеспечивает погрузку двух газозовозов в срок не более 24 часов. График изменения расхода СПГ в линии выдачи для рассмотренных вариантов схем отгрузки представлен на рис. 4.



Рис. 4. Изменение расхода СПГ в линии выдачи для различных вариантов схем отгрузки из крупнотоннажного хранилища

Fig. 4. Changes in LNG consumption in the delivery line for various options for loading schemes from a large-capacity storage facility

Вывод. Рассмотренная схема с одновременным подключением двух блоков емкостей и линий производства экономически целесообразна, обеспечивает необходимый интервал погрузки в пределах 24 часов.

Согласно полученным результатам анализа параметров работы различных схем отгрузки производного СПГ из крупнотоннажных хранилищ на судна-газовозы эффективной схемой отгрузки является схема, предусматривающая одновременное или последовательное использование всех доступных блоков хранения СПГ.

Применение всего объема накопленного СПГ в рамках задачи погрузки танкера в срок не более 24 часов обеспечивает не только своевременную погрузку заданного объема СПГ (до 200 000 м³), но и позволяет в рамках цикла в 24 часа осуществить погрузку оставшегося накопленного СПГ на среднетоннажное судно (до 120 000 м³).

Библиографический список:

1. Давыденко М.И., Баранов А.Ю. Применение гидротурбины в качестве привода погружного центробежного насоса для отгрузки сжиженного природного газа из крупнотоннажных хранилищ // Материалы IX Международной научно-технической конференции "Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке". – 2019. – Т. I. – С. 193-198.
2. Альтшуль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах / А.Д. Альтшуль // Л.: Госэнергоиздат. – 2016. – 256 с.
3. Nilsson H. Numerical Investigations of Turbulent Flow in Water Turbines / H.Nilsson //Gothenburg: Chalmers University of Technology, Dept. of Thermo and Fluid Dynamics. – 2002.
4. Ковалев Н.Н. Гидротурбины: конструкции и вопросы проектирования / Н.Н. Ковалев // Л.: Машиностроение. – 2017. – 584 с.
5. Голубева И.А. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра / И.А. Голубева, И.В. Мещерин // Мир нефтепродуктов – 2016 – С. 4–13.
6. Проект Балтийского СПГ на сайте «Газпрома» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/ baltic-lng>
7. Тергулов Р.К. Совершенствование технологий производства и хранения сжиженного природного газа. Кандидатская работа. Уфимский государственный нефтяной технологический университет, 2009.

8. Zhu B., Wang X., Tan L. Optimization design of a reversible pump–turbine runner with high efficiency and stability // *Renew. Energy*. 2015. С. 366–376
9. Coyle D., Patel V. Processes and pump services in the LMG industry. *Renew. Energy*. 2016. – С.179-185.
10. David A. Coyle, Vinod H. Patel Process and pump services in the LNG industry. 2018. pp.179-185.

References:

1. Davydenko M.I., Baranov A.Yu. The use of a hydraulic turbine as a drive for a submersible centrifugal pump for loading liquefied natural gas from large-scale storage facilities. *Proceedings of the IX International Scientific and Technical Conference "Low-temperature and food technologies in the XXI century"*. 2019; 1:193-198. (In Russ)
2. Altshul A.D. Hydraulic friction losses in pipelines. Leningrad: *Gosenergo-izdat*. 2016; 256 (In Russ)
3. Nilsson H. Numerical Investigations of Turbulent Flow in Water Turbines. Gothenburg: Chalmers University of Technology, Dept. of Thermo and Fluid Dynamics. 2002.
4. Kovalev N.N. Hydroturbines: designs and design issues. Leningrad: *Mashinostroenie*. 2017; 584. (In Russ)
5. Golubeva I.A. Production of liquefied natural gas: yesterday, today, tomorrow. I.A. Golubeva, I.V. Meshcherin. *World of Oil Products*. 2016; 4–13. (In Russ)
6. Baltic LNG project on the Gazprom website [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng> (In Russ)
7. Teregulov R.K. Perfection of technologies for production and storage of liquefied natural gas: Candidate thesis (engineering) // Ufa State Petroleum Technological University, 2009. (In Russ)
8. Zhu B., Wang X., Tan L. Optimization design of a reversible pump–turbine runner with high efficiency and stability. *Renew. Energy*. 2015; 366–376
9. Coyle D., Patel V. Processes and pump services in the LMG industry. *Renew. Energy*. 2016.;179-185.
10. David A. Coyle, Vinod H. Patel Process and pump services in the LNG industry. 2018;179-185.

Сведения об авторах:

Баранов Александр Юрьевич, профессор, доктор технических наук, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы», abaranov@itmo.ru

Давыденко Мишель Игоревна, аспирант 4 года обучения, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы», mishelloooh@yandex.ru

Баранов Матвей Владимирович, аспирант 2 года обучения, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы», mvbaranov@bk.ru

Майкова Татьяна Сергеевна, аспирант 2 года обучения, образовательный центр «Энергоэффективные инженерные системы», tmaikova@itmo.ru.

Information about authors:

Alexander Yu. Baranov, Dr. Sci. (Eng), Prof., Educational Center "Energy Efficient Engineering Systems", abaranov@itmo.ru

Michelle I. Davydenko, Graduate Student 4 years of study, Educational center "Energy-efficient engineering systems", mishelloooh@yandex.ru

Matvey V. Baranov, Postgraduate Student 2 years of study, Educational center "Energy-efficient engineering systems", mvbaranov@bk.ru

Tatyana S. Maykova, Postgraduate Student, 2nd year of study, Educational center "Energy-efficient engineering systems", tmaikova@itmo.ru.

Конфликт интересов/Conflict of interest.

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

Поступила в редакцию/Received 10.03.2024.

Одобрена после/рецензирования Revised 19.04.2024.

Принята в печать/ Accepted for publication 19.04.2024.