

Для цитирования: А.Ю. Баранов, М.И. Давыденко, Е.В. Соколова, О.А. Филатова. Повышение энергоэффективности насоса системы отгрузки сжиженного природного газа из крупнотоннажных хранилищ путем модернизации конструкции. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2021; 48 (2): 9-19. DOI:10.21822/2073-6185-2021-48-2-9-19

For citation: A.Yu. Baranov, M.I. Davydenko, Ye.V. Sokolova, O.A. Filatova. Increasing the pump energy efficiency of the system for discharging liquefied natural gas from large-capacity storage facilities via design improvement. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2021; 48 (2): 9-19. (In Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2021-48-2-9-19

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ И ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ POWER, METALLURGICAL AND CHEMICAL MECHANICAL ENGINEERING

УДК 621.642.86

DOI: 10.21822/2073-6185-2021-48-2-9-19

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСА СИСТЕМЫ ОТГРУЗКИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ КРУПНОТОННАЖНЫХ ХРАНИЛИЩ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ

А.Ю. Баранов¹, М.И. Давыденко², Е.В. Соколова³, О.А. Филатова⁴

¹⁻³Национальный исследовательский университет ИТМО,

¹⁻³197101, Санкт-Петербург, пр. Кронверкский, 49, Россия,

⁴Научно-производственное предприятие «КРИОН»,

⁴197375, г. Санкт-Петербург, Макулатурный проезд, 4, лит. А, пом. 120-121, Россия

Резюме. Цель. Определить наиболее актуальный способ повышения энергоэффективности системы отгрузки сжиженного природного газа (СПГ) из крупнотоннажных хранилищ. **Метод.** Использована методика анализа существующих систем отгрузки СПГ из накопительных емкостей для выявления критических (аварийных) элементов системы, подлежащих модернизации, и возможных вариантов модернизации конструктивных элементов. **Результат.** Проанализирована работа системы отгрузки СПГ из накопительных емкостей, описаны основные характеристики работы системы. Рассмотрены основные проблемы, связанные с проектированием и конструированием погружных насосов, цели и задачи разработки новых конструкций погружных насосов. Были изучены основные виды и типы погружных насосов для СПГ, их разновидности, а также виды приводов с целью выбора наиболее оптимального нового варианта модернизации погружных насосов для систем отгрузки СПГ из танкеров. В дальнейшем необходимо произвести расчет гидротурбины в целях определения ее геометрических параметров, а также расчет режимов работы рабочего колеса турбины в сообщении с рабочим колесом центробежного насоса. **Вывод.** Анализ опыта эксплуатации хранилищ показывает, что СПГ насосы являются наиболее критичным узлом, который значительно повышает производственные риски. Таким образом, в качестве метода повышения энергоэффективности системы отгрузки СПГ из накопительных емкостей была выбрана модернизация конструкции погружного насоса СПГ (ПНСПГ). На основании рассмотренных преимуществ и недостатков конструктивных элементов существующей конструкции ПНСПГ был определен наиболее оптимальный метод модернизации – замена электрического привода насоса на альтернативный.

Ключевые слова: сжиженный природный газ; крупнотоннажные хранилища; погружной насос отгрузки; центробежный насос гидравлическая турбина

INCREASING THE PUMP ENERGY EFFICIENCY OF THE SYSTEM FOR DISCHARGING LIQUEFIED NATURAL GAS FROM LARGE-CAPACITY STORAGE FACILITIES VIA DESIGN IMPROVEMENT

A.Yu. Baranov¹, M.I. Davydenko², Ye.V. Sokolova³, O.A. Filatova⁴

¹⁻³ITMO National Research University,

¹⁻³49 Kronverksky Ave., Saint Petersburg 197101, Russia

⁴KRION R&D enterprise,

⁴4A Makularurny Lane, Units, 120–121, Saint Petersburg 197375, Russia

Abstract. Objective. To determine the most relevant way to improve the energy efficiency of the system for discharging liquefied natural gas (LNG) from large-capacity storage facilities. **Methods.** The method of analysis of existing systems for LNG discharge from storage tanks was used to identify critical (emergency) elements of the system to be improved and possible options of improving structural elements. **Results.** The operation of the system for discharging LNG from storage tanks was analysed and its main characteristics were described. Main problems associated with designing and building borehole pumps, as well as goals and tasks of designing new borehole pump structures were studied. The main types of LNG borehole pumps, their varieties, and types of drives were studied to choose the most optimal new option of improving pumps for systems for discharging LNG from storage tanks. Further, it will be necessary to calculate geometric parameters of the hydroturbine and operation modes of its wheel being in connection with the centrifugal pump wheel. **Conclusion.** Experience of using storage facilities shows that LNG pumps are the most critical units significantly increasing production risks. Therefore, the LNG borehole pump design improvement was chosen as a method to increase the energy efficiency of the system for discharging LNG from large-capacity storage facilities. Based on the considered advantages and disadvantages of structural elements of the existing LNG borehole pump design, we chose the replacement of the electric pump drive with an alternative one as the most optimal improvement method.

Keywords: liquefied natural gas; large-capacity storage facilities; borehole discharge pump; centrifugal pump of hydroturbine

Введение. Российская Федерация активно развивает сферу производства, транспортирования и реализации сжиженного природного газа (СПГ). Это сопряжено с постановкой технологических задач, решенных странами - экспортерами СПГ 20 лет назад. Причиной хронологического отставания Российской Федерации от поставщиков СПГ стало наличие большой сухопутной границы, что позволяет снабжать большое количество потребителей трубопроводным природным газом.

По прогнозам экспертов, к 2025 г. годовое производство СПГ сможет достичь порядка 400 млн. т, что будет соответствовать 10 % объема современного рынка сырой нефти [1-6].

На всех существующих крупнотоннажных заводах СПГ применяются холодильные циклы, которые можно разделить на три основных типа:

- каскадный процесс (например, StatoilLinde MFC);
- охлаждение на смешанном хладагенте (цикл Клименко – PRICO);
- с предварительным охлаждением природного газа (например, технологии компании Axens по циклу Liquefi n).

Анализ существующих проектов крупнотоннажных заводов СПГ, эксплуатируемых, строящихся и проектируемых (проекты «Сахалин-2», «Ямал СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Владивосток-СПГ», «Печора СПГ», «Балтийский СПГ»), определяет удельную стоимость завода СПГ в пределах от 1200 до 1600 \$ на тонну продукции. С накоплением строительного и технологического опыта строительства происходит снижение удельной стоимости заводов СПГ

в основном за счет [1]: увеличения мощности технологических линий сжижения природного газа; наращивания производства мощных газовых турбин и нагнетателей.

На рынке СПГ Россия находится в роли страны «догоняющей» от стран, долгое время работающих на рынке СПГ, и из данного положения можно извлечь определенные преимущества. Например, изучение технологических ошибок, допущенных при разработке технологий СПГ, позволит значительно сэкономить временные и материальные ресурсы. Анализ передовых технологий и методов ожижения, хранения и транспортирования можно осуществить, используя открытое информационное пространство. Обобщение и адаптация опыта производства СПГ позволят создать конкурентоспособные технологии, основанные на использовании отечественных компонентов, направленными на решение конкретных проблем, существующих в отрасли.

По данным зарубежных транспортеров, приблизительная стоимость фрахта и всех операционных затрат на один рейс метановоза с объемом сжиженного газа в 162 тысячи м³ из Техаса до Великобритании (протяженность около 8000 км) составляет 2,4 миллиона долларов [2]. Российские экономисты оперируют в основном удельными затратами на тонну СПГ, которые также представляются достаточно значительными [3].

Высокая стоимость транспортирования СПГ морскими судами значительно отражается на организации перевозок. Время простоя судна, включающее в себя погрузку и разгрузку танков, не должно превышать 24 часов. Это значит, что к моменту прибытия метановоза в хранилище необходимо накопить до 200 тысяч м³ СПГ. Для заводов производительностью порядка 10 млн. тонн СПГ в год суточная производительность составляет около 6,5 тысяч м³, т.е. выдача продукции в количестве 200 тысяч м³ возможна через каждые 3-4 дня. Для этого завод имеет 4 хранилища объемом 40-45 тысяч м³ каждое. Такие хранилища имеют колоссальные размеры: диаметр до 80 м, высота до 50 м. Эти сооружения не имеют аналогов в других областях криогенной техники.

Сегодняшний рынок резервуаров хранения и транспортировки сжиженного газа очень разнообразен. Однако доминируют в нем емкости для длительного хранения, которые принадлежат покупателю. Используются наземные и подземные железобетонные резервуары. Наиболее популярны резервуары мембранного типа. Во всех случаях, за исключением хранения в горных выемках, для отгрузки СПГ используются погружные центробежные насосы, способные откачать из хранилища до 90-95 % сжиженного газа [3].

Постановка задачи. Использование погружных насосов в системе бункеровки СПГ обусловлено нерентабельностью линии отбора жидкости через боковую теплоизоляционную конструкцию танкера или резервуара. Погружной насос удален от окружающей среды на 30 м, что снижает теплопередачу окружающей среды и позволяет использовать один трубопровод для подачи и отбора жидкости из резервуара [4].

Использование погружного насоса в системах бункеровки создает ряд эксплуатационных проблем. Насос должен создавать достаточный напор для выталкивания СПГ из резервуара. Слой СПГ толщиной 25 м создает гидростатическое давление более 0,1 МПа. Для подъема с глубины 30 м, насос должен иметь напор более 0,2 МПа. Расход СПГ из одного резервуара составляет 3 тысячи м³/час. Номинальный расход СПГ обеспечивается за счет работы двух насосов с подачей 1250-2000 м³/час (0,3 – 0,55 м³/с).

Эксплуатация выявила ряд преимуществ погружных криогенных насосов, в частности было преодолено негативное влияние уплотнений вращающихся элементов, которое вызывало утечки перекачиваемой жидкости; упрощена конструкция подшипников; электродвигатель в криогенной жидкости работал очень устойчиво. Идеальные условия отвода теплоты, выделяемой в обмотках электродвигателя за счет испарения части криогенной жидкости, позволили существенно уменьшить габаритные размеры электрического двигателя по отношению к аналогичным насосам, работающих в условиях воздушного охлаждения. Специфические свойства криогенных жидкостей благоприятно сказались на работе подшипников [5]. Несмотря на то, что вязкость криогенных жидкостей сравнительно небольшая, поэтому плохо подходит в каче-

стве смазывающего материала, однако хорошая теплоотводящая способность компенсирует этот недостаток, в связи с чем, продолжительность непрерывной работы подшипников очень велика.

Рабочие колеса погружных насосов имеют закрытую конструкцию с одинарным всасыванием, в которой используется смешанное всасывание потока с использованием осевых и радиальных усилий. Электропривод погружных насосов рассчитан на работу от сети с частотой 50-60 Гц. Для управления погружным насосом можно использовать частотно-регулирующий привод, что позволит изменять скорость вращения рабочего колеса насоса и регулировать производительность и создаваемый насосом напор.

Исходя из эксплуатационных характеристик существующих марок погружных насосов для отгрузки СПГ, основным видом данных насосов является центробежный насос с электрическим приводом. Однако наличие электропривода значительно повышает аварийность системы, насосы требуют полной ревизии и при поломке или отказе не подлежат ремонту и требуют полного вывода из эксплуатации. Кроме того, в большинстве из них используются подшипники качения, что также повышает аварийность системы и значительно снижает ее ремонтпригодность.

Нельзя не отметить то, что при погружении агрегата и насоса в криогенную жидкость в значительной степени устраняются неизбежные проблемы с уплотнением вала и утечками перекачиваемой жидкости, так как весь агрегат находится в криогенной емкости. Это обстоятельство значительно упрощает эксплуатацию погружных насосов.

Анализ опыта эксплуатации хранилищ показывает, что СПГ насосы являются наиболее критичным узлом, который значительно повышает производственные риски. Необходимо выявить наиболее «слабые» места центробежного насоса для СПГ и разработать всевозможные варианты повышения его надежности. Это положение позволяет подойти к вопросу повышения надежности глубже, т.е. с учетом возможности внесения в конструкцию насоса принципиальных изменений, которые могут в последствие использоваться при производстве отечественных агрегатов.

В настоящее время большинство оборудования, используемого на действующих объектах крупнотоннажного производства СПГ – импортное. Зарубежные насосы относятся к насосам с вертикальной компоновкой и рабочими колесами центробежного или диагонального типа. Широкое использование центробежных насосов в качестве погружных обусловлено большим числом их типоразмеров.

При создании насосов для СПГ преследуются следующие цели [6]:

- разработка отечественных полей О-Н насоса подачи СПГ;
- достижение энергетических и кавитационных показателей на уровне мировых аналогов;
- достижение в рамках одного типоразмера насоса устойчивой работы в широком диапазоне подач для оптимального времени заполнения системы СПГ;
- разработка насосов для СПГ в соответствии с высокими требованиями мировых стандартов надежности, промышленной и экологической безопасности;
- разработка насосов с высокими эксплуатационными качествами и увеличенным межремонтным периодом.

Методы исследования. Публицистические исследования за период ретроспекции 20 лет для патентов и 10 лет для публикаций показывают, что при разработке отечественных насосов для перекачивания СПГ актуальными задачами (на решение которых обычно направлены разработки известных в насосостроении фирм) являются [7]:

- усовершенствование конструкции путем использования пред-включенного колеса для компенсации силы давления на подшипниковые опоры с целью увеличения их ресурса (фирма J. C. Carter, США);

- усовершенствование пред-включенного колеса с целью повышения эффективности работы насоса при низком расположении в корпусе танка (J. C. Carter);
- усовершенствование конструкции путем использования рабочего колеса центробежного насоса для уменьшения осевого давления на вал и увеличения ресурса подшипниковых опор (J. C. Carter).

Из содержания проанализированных патентов следует, что конструирование погружных насосов идет по пути усовершенствования отдельных деталей насоса. Патентные исследования также показали, что в качестве дополнительных источников при окончательной доработке конструкторского проекта могут в известной степени использоваться патенты иностранных фирм, у которых истек срок действия [8].

Для решения задачи модернизации конструкции ПНСПГ необходимо выполнить следующие работы:

- а) изучить условия работы погружных насосов в хранилищах СПГ;
- б) оценить соответствие всех типов насосов этим условиям;
- в) проанализировать принципы, снижающие надежность работы насосов;
- г) проанализировать энергетическую эффективность ПНСПГ.

Для анализа схемы производства СПГ из природного газа (далее – ПГ) под давлением 5 МПа используем подробно описанный в литературе проект завода «Балтийский СПГ».

На заводе функционируют две технологические линии выдачи газа, каждая из которых производит $5 \cdot 10^6$ тонн СПГ в год, расход СПГ в линии выдачи в емкость составляет 320 кг/с. Отгрузка СПГ в танкеры осуществляется периодически.

Для накопления и хранения продукции в состав завода «Балтийский СПГ» входит четыре накопительные емкости для СПГ, объемом $42,000 \text{ м}^3$ каждая [9].

Типовая технологическая схема производства СПГ представлена на рис. 1.

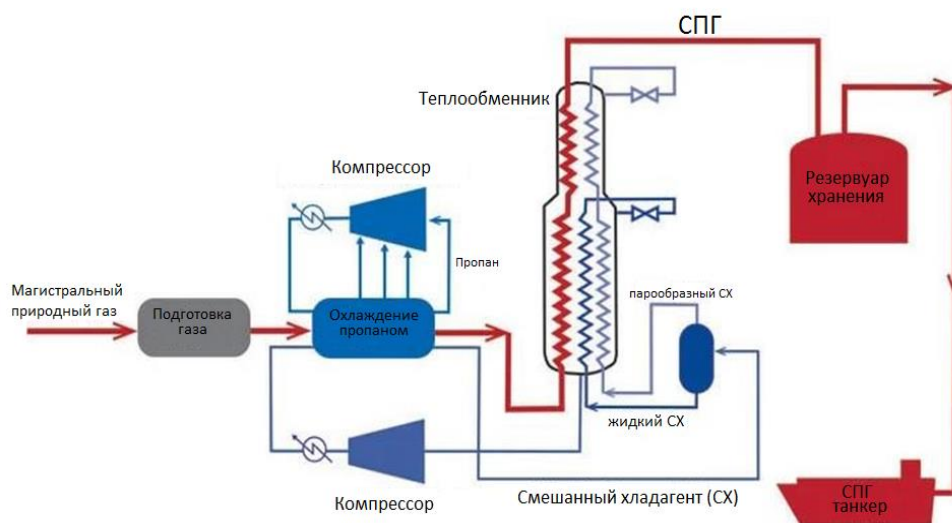


Рис. 1. Технологическая схема производства сжиженного природного газа (СПГ)

Fig. 1. Technological scheme for the production of liquefied natural gas (LNG)

Причиной использования погружных насосов в системе бункеровки СПГ считается низкая энергетическая эффективность отбора жидкости через боковую теплоизоляционную конструкцию резервуара.

Такая линия отбора жидкости играет роль «теплового моста» между СПГ и окружающей средой [9]. Накопление производного СПГ продолжается в течение двух суток. Затем начинается фаза отгрузки СПГ в танкер-газовоз. За время накопления уровень жидкости в хранилище увеличивается от минимального до максимального значения (около 27 м), благодаря чему в четырех хранилищах накапливается порядка 17640 тонн СПГ. Как правило, отгрузка СПГ длится не более 24 часов. Чтобы отгрузить накопленный СПГ, необходимо обеспечить расход СПГ не менее 536 кг/с. Параллельно процессу отгрузки СПГ из резервуара продолжается пода-

ча производственного СПГ в емкости. В целом в танкер перемещается до 200 000 м³ СПГ. После этого завод вновь переходит в фазу накопления СПГ.

Учитывая, что на основании опыта эксплуатации ПНСПГ являются наиболее критичным узлом, в емкостях устанавливают 2-3 резервных ПНСПГ для использования во внештатных ситуациях. Расчетная мощность привода насосного агрегата одной емкости составляет порядка 300 кВт. С учетом того что КПД центробежного насоса 70%, 30% мощности привода ПНСПГ в виде теплоты выделяются в емкость накопления СПГ. Из-за подвода теплоты, выделенной в ПНСПГ за время отгрузки, до 30 тонн СПГ затрачиваются на компенсацию этих теплопритоков.

Использование электродвигателя в качестве привода ПНСПГ создает ряд дополнительных проблем:

- проблема смазки трущихся частей;
- проблема подачи электроэнергии в слой СПГ на глубину до 50 метров;
- низкая устойчивость лакокрасочных материалов, проводов к криогенным температурам и т.д.

Таким образом, подтверждается предположение о том, что насосы являются наиболее сложными и ненадежными в эксплуатации узлом системы накопления и отгрузки СПГ, что стимулирует стремление найти альтернативные решения, которые позволили бы повысить надежность и энергетическую эффективность этого элемента на заводе СПГ.

Обсуждение результатов. Анализируя существующие конструкции ПНСПГ, а также основные проблемы, связанные с их эксплуатацией в условиях отгрузки и накопления СПГ, можно определить возможность внесения в конструкцию насоса принципиальных изменений, которые могут впоследствии способствовать исключению существующих эксплуатационных недостатков ПНСПГ и использоваться при производстве отечественных агрегатов.

Анализ характеристик, а также преимуществ и недостатков различных видов насосов на основании данных научно-технической литературы показал, что наиболее оптимальным для использования в качестве насоса в условиях работы с СПГ является центробежный насос. Учитывая, что порядка 95% всех используемых погружных насосов на сегодняшний день в качестве рабочего органа имеют рабочее колесо центробежного насоса, а также ввиду отсутствия альтернативы среди других видов насоса по совокупности удовлетворительных значений, определяющих характеристики, рассматривать возможность изменения вида насоса в конструкции ПНСПГ не представляется возможным. Использование альтернативных видов рабочих колес может привести к снижению общей эффективности работы системы, возникновению дополнительных аварийных ситуаций и повышению эксплуатационных издержек.

Учитывая отсутствие вариантов замены рабочего колеса в составе ПНСПГ на альтернативное – центробежному, повышение эффективности работы системы можно произвести посредством замены электрического привода. Электропривод, погруженный в жидкости, приводит к снижению ремонтпригодности – в случае поломки любого узла требуется полная замена насосного агрегата [10, 11]. В конструкции электродвигателя присутствует множество трущихся частей, работа которых в условиях сверхнизких температур ненадежна и значительно повышает аварийность системы в целом.

Центробежные насосы используют электрический, гидравлический, пневматический, механический приводы [11]. Использование механического привода для погружных насосов СПГ может привести к возникновению значительных трудностей. Основные проблемы использования связаны с тем, что для эксплуатации механического привода в системе погружных насосов необходимо опустить шкиф привода на 27 м, что является невозможным. Ввиду этого использование механического привода для погружных насосов СПГ является ненадежным, и в дальнейшем не будет рассматриваться в качестве варианта модернизации.

Пневматический привод является технологией с большой историей использования, имеющей как положительные, так и отрицательные аспекты.

Схема устройства пневматического привода насоса достаточно сложна, состоит из управляющих, распределительных и исполнительных устройств. Принцип работы пневматического привода состоит в следующем: воздух, поступающий в компрессор, последовательно сжимается, охлаждается затем направляется в пневмодвигатель и передает свою внутреннюю энергию поршню, за счет чего последним производится механическая работа. Во избежание скачков давления в конструкции пневматического привода используется ресивер. В качестве рабочего элемента в пневматических приводах могут использоваться поршни, мембраны или сильфоны. Пневматические приводы, использующие в своих конструкциях поршни, относятся к пневмоцилиндрам [12].

Как видно из рассмотренных достоинств и недостатков пневматического привода, его использование в качестве привода для погружных насосов СПГ систем отгрузки невозможно. Это обусловлено в первую очередь непригодностью применения пневматического привода в условиях низких температурах, ввиду обмерзания. Кроме того, сжатый газ при помещении в такую холодную среду будет склонен к конденсации и засорению насоса. Именно поэтому пневматический привод также не будет рассматриваться далее в качестве варианта модернизации привода для погружного насоса СПГ.

Недостаточно изученным вариантом для использования в качестве привода погружного насоса СПГ остается гидравлический привод. Принцип действия гидроприводов основывается на перемещении исполнительного органа за счет движения жидкости – минерального масла, воды и т.д.

Гидроприводы подразделяются на гидродинамические и объемные. Объемный гидропривод способен на большее усилие при прочих равных условиях, чем гидродинамический, кроме того, он компактнее и легче. Именно поэтому объемные гидроприводы применяются сейчас в большинстве вариантов гидронасосов [13 - 15].

Для погружных насосов СПГ использование объемного гидропривода наиболее оптимально, так как создание достаточно большой скорости переохлажденной жидкости в резервуаре для гидродинамического насоса невозможно, а наличие избыточного давления внутри резервуара обеспечит создание необходимого усилия на исполнительный механизм объемного гидропривода. При управлении объемным гидроприводом производится изменение скорости движения поршня за счет изменения частоты вращения приводящего двигателя.

Использование гидравлического привода для погружных насосов позволит исключить высокую аварийность, необходимость использования подшипников, а также обеспечит использование в качестве рабочей жидкости перекачиваемый из танкера СПГ. Таким образом, в качестве модернизации конструкции ПНСПГ заменим электрический привод на гидравлический. Стоит отметить, что технологическая схема производства СПГ содержит скрытый источник механической энергии, который можно использовать для привода ПНСПГ (рис. 2).

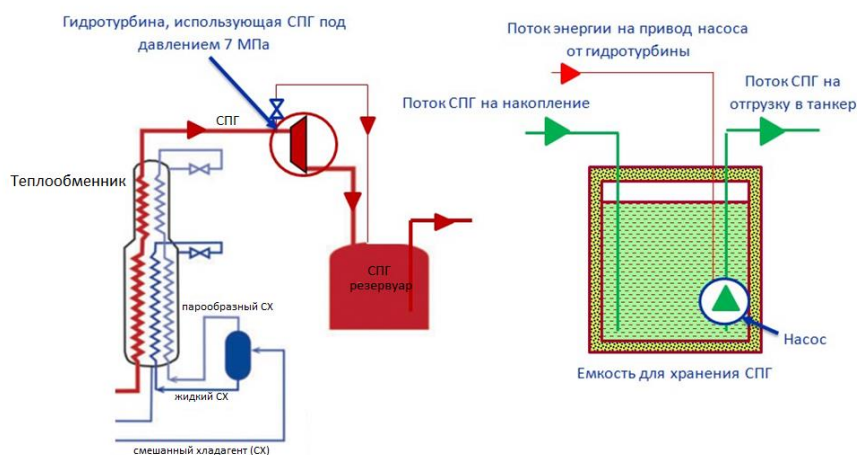


Рис. 2. Гидротурбина для электропривода погружного насоса сжиженного природного газа (ПНСПГ)
Fig. 2. Hydraulic turbine for electric drive of a submersible pump of liquefied natural gas (LNGP)

«Жидкостной детандер» (гидротурбина) снижает давление потока СПГ, равное давлению магистрального потока ПГ (6,5 МПа), до давления, близкому к атмосферному. Поток жидкости совершает механическую работу над гидротурбиной, которая в свою очередь вращает электрогенератор и возвращает часть энергии, затраченной на сжатие ПГ при подаче в магистральный газопровод. Поток СПГ под давлением 7 МПа обладает значительным запасом количества механической энергии, которую можно использовать для привода в движение рабочего колеса ПНСПГ.

Поток жидкости отбирается через регулирующий вентиль в дополнительную магистраль, которая проходит параллельно основной магистрали подачи жидкости в криогенную накопительную цистерну (емкость) и находится с ней в одной изоляции, что снижает подвод теплоты к этому дополнительному технологическому потоку. Соответственно, в насосный агрегат СПГ приходит в недогретом состоянии, т.е. его свойства соответствуют свойствам традиционной жидкости (воде).

Если подать этот поток на гидротурбину, соосно размещённую с ПНСПГ, вся энергия жидкостного потока перейдёт в энергию вращения рабочего колеса турбины и, соответственно, в энергию вращения рабочего колеса насоса. После сброса давления поток СПГ может быть направлен либо в накопительную емкость, либо в трубопровод выдачи СПГ в танкер [16, 17].

Управление гидроприводом обеспечивается запорной арматурой. Использование СПГ в качестве рабочей жидкости исключает проблемы уплотнения подшипников, так как переток жидкости со стороны привода на сторону нагнетания не ухудшают работу насоса.

ПНСПГ с приводом от гидротурбины представляется наиболее оптимальным вариантом исключения эксплуатационных недостатков. Примерная схема такого агрегата приведена на рис. 3.

Колесо насоса и колесо гидротурбины размещены соосно и находятся на дне цистерны. 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.

Несомненным преимуществом такой схемы является то что, приводящая и подающая жидкости представляю собой одно и то же вещество, что снимает проблемы уплотнения между расширительной частью турбины и нагнетательной частью насоса.

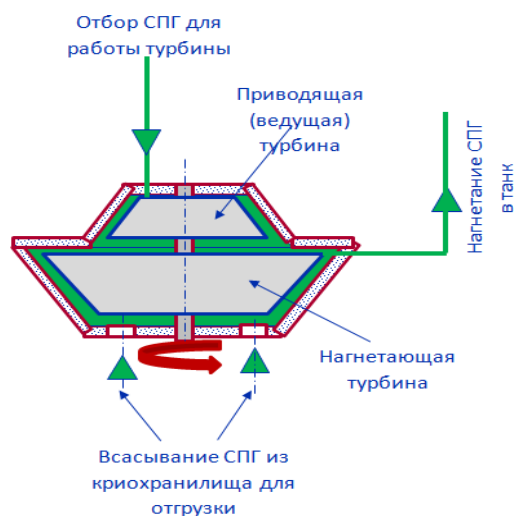


Рис. 3. Схема погружного насоса сжиженного природного газа (ПНСПГ) с приводом от гидротурбины

Fig. 3. Diagram of a submersible pump of liquefied natural gas (LNGP) driven by a hydraulic turbine

Более того, подшипники насоса также могут работать, используя в качестве смазки сам СПГ.

Стоит также отметить, что одним из преимуществ использования гидротурбины в качестве привода ПНСПГ является то, что механическая работа, совершаемая жидкостью над колесом, передается на колесо насоса и потери энергии, присущие электродвигателю, отсутствуют. Соответственно, уменьшаются потери СПГ от испарения [18]. Кроме того, исключаются проблемы, связанные с подачей электроэнергии через слой СПГ.

На сегодняшний день уже существуют гидравлические турбины, работающие на криогенных жидкостях. Такие машины имеют расположенные в осевом направлении составные части, работающие при температуре ниже температуры окружающей среды. Криогенные турбины используют радиальный впуск текучей среды, что снижает вероятность вскипания жидкости и повышает надежность работы турбины [19, 20].

Согласно характеристикам существующих видов гидротурбин, работающих на криогенной жидкости, а также к приводу ПНСПГ в части требуемого напора и выдачи СПГ, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным вариантом является использование радиально-осевой гидротурбины в качестве привода центробежного ПНСПГ.

Вывод. В связи со сложившейся политической ситуацией, а также очевидной перспективой развития мирового рынка СПГ и актуальностью совершенствования данной отрасли промышленности, развитие собственных российских технологий и конструкций обеспечит не только стабильное положение на рынке, но и позволит выйти в лидеры.

Модернизация существующих конструкций и технологий на основании опыта эксплуатации стран-производителей СПГ поможет России стать страной-производителем передовых СПГ-технологий, характеризующихся новизной, энергоэффективностью и высокой надежностью.

Для достижения поставленных целей в данной статье были рассмотрены основные проблемы, связанные с проектированием и конструированием погружных насосов, цели и задачи разработки новых конструкций погружных насосов.

Были изучены основные виды и типы погружных насосов для СПГ, их разновидности, а также виды приводов с целью выбора наиболее оптимального нового варианта модернизации погружных насосов для систем отгрузки СПГ из танкеров. По результатам анализа наиболее оптимальным для дальнейшего развития является комплектация центробежных погружных насосов гидравлическим приводом, позволяющим использовать СПГ в качестве рабочей жидкости.

В дальнейшем необходимо произвести расчет гидротурбины в целях определения ее геометрических параметров, а также расчет режимов работы рабочего колеса турбины в сообщении с рабочим колесом центробежного насоса.

Библиографический список:

1. Рачевский Б.С. Технико-экономическая оценка проектов производства и потребления сжиженного природного газа // Журнал «Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности». 2017. с.225 – 233.
2. Аналитический бюллетень // Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: Тенденции и прогнозы. Выпуск №19. 2018.
3. Звуйковский Н.А. Сдержанный оптимизм: Обзор российских СПГ- проектов // Oil & Gas Journal Russia. 2016. с.50–54.
4. Голубева И.А., Мещерин И.В. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра // Мир нефтепродуктов. 2016. № 6, с. 4–13.
5. David A. Coyle, Vinod H. Patel Process and pump services in the LNG industry. 2018. pp.179-185.
6. Wahl F.A. LNG pumps for floating units // Proceedings LNG17. Poster Session. Houston, Texas. USA. 2013.
7. Соколов Е.В., Ключкин О.Н. Отчет о патентных исследованиях по ОКР «Разработка насосного оборудования для систем перекачивания сжиженного природного газа» ОАО «ЛГМ». 2012.
8. Соколов Е.В., Солодченков В.Ф. Опыт разработки насосного оборудования для систем перекачивания сжиженного природного газа // Журнал «Судостроение». 2016. с.45-50.

9. Проект Балтийского СПГ на сайте «Газпрома» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng>
10. Teregulov R.K. Perfection of technologies for production and storage of liquefied natural gas: Candidate thesis (engineering) // Ufa State Petroleum Technological University. 2009.
11. Rush S., Hall L. Tutorial on cryogenic submerged electric motor pump 2018. pp.57-62.
12. Weisser G.L. Modern Submersible Pumps for Cryogenic Liquids // Word Pump, January. 2004.
13. Осипов П.Е. Гидравлика, гидравлические машины и гидропривод: Уч. Пособие. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Лесная промышленность. 2011.
14. Weisser G.L. Modern Submersible Pumps for cryogenic liquids // Word Pump. 2014.
15. Елин В.М., Солдатов К.Н., Соколовский С.М. Насосы и компрессоры 2-е изд., перераб. и доп. // М: Гостоптехиздат. 2015. 98 с.
16. Hylton E.H. State of the Art Submerged cryogenic motor pump and turbine generators // Proceeding of Gastech. Conference, Houston, Texas. 2010.
17. Дурнов П.И. Насосы и компрессоры. // М: Машигиз. 2014. 938 с.
18. Cullen D., Rush S., Madison J. Radial and axial diffusers for submerged electric motor-driven pumps // Word Pumps. 2010.
19. Расширительная турбина, работающая на основе криогенной жидкости [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/259/2592691.html>
20. Rush S. Effects of Unbalanced magnetic pull in cryogenic submerged electric motor pumps // Proceedings of the Vibration in fluids machinery conference. 2012.

References:

1. Rachevskiy B.S. Tekhniko-ekonomicheskaya otsenka proyektov proizvodstva i potrebleniya szhizhennogo prirodnogo gaza // Zhurnal «Povysheniye nadezhnosti i bezopasnosti ob'yektov gazovoy promyshlennosti». 2017. s.225 – 233. [Rachevsky B. S. Technical and economic assessment of projects for the production and consumption of liquefied natural gas // Journal "Improving the reliability and safety of gas industry facilities". 2017. pp. 225-233. [(In Russ)]]
2. Analiticheskiy byulleten' // Neftegazodobyvayushchaya i neftepererabatyvayushchaya promyshlennost': Tendentsii i prognozy. Vypusk №19. 2018. [Analytical bulletin // Oil and gas production and oil refining industry: Trends and forecasts. Issue No. 19. 2018. [(In Russ)]]
3. Zvuykovskiy N.A. Sderzhanny optimizm: Obzor rossiyskikh SPG- proyektov // Oil & Gas Journal Russia. 2016. s.50–54. [Svejkovsky N. And. Cautious optimism: an Overview of Russian LNG projects // Oil & Gas Journal Russia. 2016. pp. 50–54. [(In Russ)]]
4. Golubeva I.A., Meshcherin I.V. Proizvodstvo szhizhennogo prirodnogo gaza: vchera, segodnya, zavtra // Mir nefteproduktov. 2016. № 6, s. 4–13. [Golubeva, I. A., I. V. Meshcherin liquefied natural gas Production: yesterday, today, tomorrow // The World of petroleum products. 2016. No. 6, pp. 4-13. [(In Russ)]]
5. David A. Coyle, Vinod H. Patel Process and pump services in the LNG industry. 2018. pp.179-185.
6. Wahl F.A. LNG pumps for floating units//Proceedings LNG17. Poster Session. Houston, Texas. USA. 2013.
7. Sokolov Ye.V., Klyukvin O.N. Otchet o patentnykh issledovaniyakh po OKR «Razrabotka nasosnogo oborudovaniya dlya sistem perekachivaniya szhizhennogo prirodnogo gaza» OAO «LGM». 2012. [Sokolov E. V., Klyukvin O. N. Report on patent research on ROC " Development of pumping equipment for pumping systems of liquefied natural gas "of JSC "LGM". 2012. [(In Russ)]]
8. Sokolov Ye.V., Solodchenkov V.F. Opyt razrabotki nasosnogo oborudovaniya dlya sistem perekachivaniya szhizhennogo prirodnogo gaza // Zhurnal «Sudostroyeniye». 2016. s.45-50. [Sokolov E. V., Solodchenkov V. F. Experience in developing pumping equipment for pumping systems of liquefied natural gas // Journal "Shipbuilding". 2016. pp. 45-50. [(In Russ)]]
9. Projekt Baltiyskogo SPG na sayte «Gazproma» [Elektronnyy resurs]. – Rezhim dostupa: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng> [The Baltic LNG project on the Gazprom website [Electronic resource]. - Access mode: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng>[(In Russ)]]
10. Teregulov, R.K. Perfection of technologies for production and storage of liquefied natural gas: Candidate thesis (engineering) // Ufa State Petroleum Technological University. 2009.
11. Rush S., Hall L. Tutorial on cryogenic submerged electric motor pump 2018. pp.57-62.
12. Weisser G.L. Modern Submersible Pumps for Cryogenic Liquids // Word Pump, January. 2004.
13. Osipov P.Ye. Gidravlika, gidravlicheskiye mashiny i gidroprivod: Uch. Posobiye. 3-ye izd., pererab. i dop. - M.: Lesnaya promyshlennost'. 2011. [Osipov P. E. Hydraulics, hydraulic machines and hydraulic drive: Teaching manual. 3rd ed., reprint. and add. - M.: Forest industry. 2011. [(In Russ)]]
14. Weisser G.L. Modern Submersible Pumps for cryogenic liquids // Word Pump. 2014.
15. Yelin V.M., Soldatov K.N., Sokolovskiy S.M. Nasosy i kompressory 2-ye izd., pererab. i dop. // M: Gostoptekhiz-

- dat. 2015. 98 s. [Elin V. M., Soldatov K. N., Sokolovsky S. M. Pumps and compressors 2nd ed., pererab. and add. / M: Gostoptehizdat. 2015. 98 p. [(In Russ)]
16. Hylton E.H. State of the Art Submerged cryogenic motor pump and turbine generators // Proceeding of Gastech. Conference, Houston, Texas. 2010.
17. Durnov P.I. Nasosy i kompressory. // M: Mashgiz. 2014. 938 s. [Durnov P. I. Pumps and compressors. // M: Mashgiz. 2014. 938 p. [(In Russ)]
18. Cullen D., Rush S., Madison J. Radial and axial diffusers for submerged electric motor-driven pumps // Word Pumps. 2010.
19. Rasshiritel'naya turbina, rabotayushchaya na osnove kriogennoy zhidkosti [Elektronnyy resurs]. – Rezhim dostupa: <https://findpatent.ru/patent/259/2592691.html> [Expansion turbine operating on the basis of cryogenic liquid [Electronic resource]. – Access mode: <https://findpatent.ru/patent/259/2592691.html> [(In Russ)]
20. Rush S. Effects of Unbalanced magnetic pull in cryogenic submerged electric motor pumps // Proceedings of the Vibration in fluids machinery conference. 2012.

Сведения об авторах:

Баранов Александр Юрьевич, доктор технических наук, профессор, факультет низкотемпературной энергетики, abaranov@corp.ifmo.ru

Давыденко Мишель Игоревна, аспирант, mishelloooh@yandex.ru

Соколова Екатерина Владимировна, старший преподаватель, evlogvinenko@itmo.ru

Филатова Ольга Анатольевна, специалист 1 категории, oashestakova@itmo.ru

Information about authors:

Alexander Yu. Baranov, Dr. Sci. (Technical), Prof., Faculty of Low-Temperature Energy, abaranov@corp.ifmo.ru

Mishel I. Davydenko, PhD student, mishelloooh@yandex.ru

Ekaterina V. Sokolova, Senior Lecturer, evlogvinenko@itmo.ru

Olga A. Filatova, Specialist of the 1-st category, oashestakova@itmo.ru

Конфликт интересов.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Поступила в редакцию 21.03.2020.

Принята в печать 19.04.2021.

Conflict of interest.

The authors declare no conflict of interest.

Received 21.03.2020.

Accepted for publication 19.04.2021.