

УДК 665.632.07

Перспективы развития технологий СПГ в Российской Федерации

Д-р техн. наук А. Ю. БАРАНОВ^{1,2}, канд. техн. наук Е. В. СОКОЛОВА¹,
Л. В. ИВАНОВ¹, А. Ю. ИКОННИКОВА¹

¹Университет ИТМО

²Научно-производственное предприятие «КРИОН»

Производство сжиженного природного газа (СПГ) — самый быстрорастущий сектор экономики Российской Федерации. К концу 2022 г. совокупная производительность заводов СПГ в России составила почти 35 млн тонн в год. Однако, существующие и строящиеся производственные мощности основаны на использовании иностранной техники и технологий, что создает ряд проблем с их дальнейшей эксплуатацией. Очевидна острая потребность в отрасли в разработке отечественных технологических решений для крупнотоннажного получения сжиженного природного газа. Уже разработаны и запатентованы новые системы ожежения, предназначенные для получения СПГ в северных регионах. Наиболее успешным проектом этого направления является система сжижения природного газа «Арктический каскад», которая уже реализована на практике в рамках проекта «Ямал СПГ». Однако, тиражирование этой технологической схемы приостановлено собственниками, так как существуют существенные эксплуатационные проблемы. В статье приведен сопоставительный анализ российских технологических схем с их зарубежными прототипами. Показана возможность дальнейшего совершенствования отечественных СПГ технологий.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, СПГ, смешанный хладагент, детандерная ступень охлаждения, «Арктический каскад».

Информация о статье:

Поступила в редакцию 21.12.2022, одобрена после рецензирования 03.02.2023, принята к печати 10.02.2023

DOI: 10.17586/1606-4313-2023-22-1-23-34

Язык статьи — русский

Для цитирования:

Баранов А. Ю., Соколова Е. В., Иванов Л. В., Иконникова А. Ю. Перспективы развития технологий СПГ в Российской Федерации. // Вестник Международной академии холода. 2023. № 1. С. 23–34. DOI: 10.17586/1606-4313-2023-22-1-23-34

Prospects for the development of LNG technologies in the Russian Federation

D. Sc. A. Yu. BARANOV^{1,2}, Ph. D. E. V. SOKOLOVA¹, L. V. IVANOV¹, A. Yu. IKONNIKOVA¹

¹ITMO University

²Scientific and Production Enterprise «KRYON»

The production of liquefied natural gas (LNG) is the fastest-growing sector of the economy of the Russian Federation. By the end of 2022, the total capacity of LNG plants in Russia amounted to almost 35 million tons per year. However, the existing and under-construction production facilities are based on the use of foreign equipment and technologies, which creates a number of problems with their further operation. There is an urgent need to develop domestic technological solutions for the large-scale production of liquefied natural gas. New liquefaction systems designed to produce LNG in the northern regions have already been developed and patented. The most successful project in this area is the Arctic Cascade natural gas liquefaction system, which has already been implemented in practice as part of the Yamal LNG project. However, the replication of this technological scheme is suspended by the owners, as there are significant operational problems. The article provides a comparative analysis of Russian technological schemes with their foreign prototypes. The possibility of further improvement of domestic LNG technologies is shown.

Keywords: liquefied natural gas, LNG, mixed refrigerant, expander cooling stage, Arctic cascade.

Article info:

Received 21/12/2022, approved after reviewing 03/02/2023, accepted 10/02/2023

DOI: 10.17586/1606-4313-2023-22-1-23-34

Article in Russian

For citation:

Baranov A. Yu., Sokolova E. V., Ivanov L. V., Ikonnikova A. Yu. Prospects for the development of LNG technologies in the Russian Federation. *Journal of International Academy of Refrigeration*. 2023. No 1. p.23–34. DOI: 10.17586/1606-4313-2023-22-1-23-34

Введение

Производство сжиженного природного газа (СПГ) — самый быстрорастущий сектор экономики Российской Федерации. Первый завод СПГ (Сахалин СПГ) мощностью 9,4 млн тонн в год был введен в эксплуатацию в 2009 г. Но, уже к концу 2022 г., совокупная производительность заводов СПГ в России составила почти 35 млн тонн в год. Существующие планы развития отрасли предполагают дальнейшее наращивание темпов развития производства сжиженного природного газа. В своем докладе в рамках Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ — 2022) первый заместитель министра энергетики Павел Сорокин утверждал, что к 2035 г. Россия будет производить от 100 до 120 млн тонн СПГ [1]. Такие планы развития полностью соответствуют ресурсной базе Российской Федерации, но в современных условиях их выполнение требует решения проблем технологического обеспечения производства и транспортирования СПГ. Кроме этого, нарастают проблемы с кадровым обеспечением отрасли, так как до последнего времени на действующих предприятиях в массовом порядке использовались иностранные специалисты. Очевидным недостатком газовой отрасли России является то, что сжиженный природный газ пока является исключительно экспортным продуктом. Значимых производственных мощностей по получению СПГ для внутреннего рынка России практически нет.

Учитывая важное значение развития сферы производства и потребления СПГ для национальной экономики России, следует сконцентрировать усилия специалистов на решении проблем, которые ограничивают темпы развития.

Особенности технологических процессов производства и использования СПГ

Специфика производства и использования СПГ в значительной степени связана с беспрецедентно большими масштабами производства данного криопродукта. Ни одна другая сфера применения криогенных технологий не использует столь большие материальные потоки и затраты энергии. Мировое производство СПГ превышает 400 млн тонн в год. Только один комплекс получения сжиженного природного газа «ЯМАЛ СПГ» производит СПГ со скоростью 0,5 тонн/с.

Беспрецедентно велики мировые запасы сжиженного природного газа. Некоторые импортеры в целях энергетической безопасности хранят стратегические запасы СПГ в расчет на двухлетнее потребление [2]. Танкеры газовозы и емкости для хранения СПГ на приемных терминалах вмещают до 200 тыс. м³ [2]. Протяженность морских перевозок СПГ превышает 10 тыс. км.

Масштабы производства, транспортирования и хранения СПГ в ряде случаев не позволяют использовать традиционные для криогенной техники технологические приемы и конструкции, что вынуждает специалистов разрабатывать альтернативные решения.

Природный газ состоит преимущественно из метана, поэтому накопление, транспортирование и хранение этого криопродукта происходит при температурах, которые гораздо выше, чем температуры хранения основных компонентов атмосферного воздуха (азота, аргона

и кислорода). Из-за этого традиционные технологии сжижения воздуха оказываются недостаточно энергоэффективными при получении СПГ.

При производстве сжиженного природного газа применяются оригинальные технологические решения, которые учитывают присутствие в сырьевом потоке компонентов с относительно высокой температурой кипения. Технологии крупнотоннажного (свыше 2 млн тонн в год [2]) и среднетоннажного (свыше 80 тыс. тонн в год) производства СПГ существенно отличаются от технологических решений, применяемых на малотоннажных предприятиях. В крупнотоннажных установках сырьевой поток практически никогда не используется в качестве рабочего тела цикла ожижения. Отвод теплоты ожижения обеспечивает внешний многоступенчатый цикл охлаждения рефрижераторного типа.

Установки малой (свыше 80 тонн в год) производительности используют сырьевой поток в качестве рабочего вещества цикла трансформации теплоты, поэтому в них наряду с внешними ступенями охлаждения широко используются традиционные для криогенной техники методы отвода теплоты [3, 4]. Следует отметить, что главные проблемы отрасли связаны с технологической зависимостью от иностранных производителей, прежде всего в области крупнотоннажного производства СПГ. Строящиеся и даже действующие предприятия этого класса сталкиваются с рядом проблем, вызванных изменением геополитической обстановки. Стратегически важно преодолеть такую технологическую зависимость в кратчайшие сроки.

Циклы внешнего охлаждения для крупнотоннажных заводов СПГ

Крупнотоннажные заводы сжиженного природного газа — это экспортно-ориентированные предприятия. Строительство этих предприятий в Российской Федерации проходило на условиях значительного привлечения иностранного капитала, оборудования и технологий, поэтому все крупнотоннажные производства СПГ используют зарубежные циклы внешнего охлаждения. Первый в России проект крупнотоннажного получения СПГ «Сахалин СПГ» основан на использовании цикла двойного смешанного хладагента (Double Mixed Refrigerant — DMR), разработанного компанией Shell [5].

Отвод теплоты от потока сырьевого газа осуществляется за счет двух циклов внешнего охлаждения. Рабочие вещества каждого из циклов представляет собой сложные газовые смеси, состав которых подобран в соответствии с температурным уровнем отвода тепловой нагрузки. Цикл DMR развивает идею каскадного цикла получения СПГ [6], в котором тепловая нагрузка отводилась на трех температурных уровнях: 220, 190, 110 К. Каждый уровень отвода теплоты поддерживался за счет реализации парового дроссельного цикла, основанного на использовании однокомпонентных рабочих веществ, например, пропана, этилена и метана. Недостатком каскадного цикла на однокомпонентных рабочих веществах считается использование трех компрессорных установок, что повышает инвестиционные затраты и усложняет эксплуатацию [6].

В цикле DMR (рис. 1) [6] использованы только две компрессорных установки, кроме этого, варьирование состава рабочего вещества первого цикла охлаждения позволяет адаптировать ожижительную установку к сезонным изменениям климата. Рабочее вещество первого цикла охлаждения (СХА1) состоит преимущественно из смеси пропана и этана [6]. Для адаптации цикла внешнего охлаждения к сезонным переменам климата, в цикле DMR используется изменение состава смешанного хладагента СХА1. При понижении температуры окружающей среды концентрация этана повышается и наоборот.

Рабочее вещество СХА1 поступает в цикл из компрессорной установки К1 через концевой холодильник X1 и направляется многопоточной теплообменной аппарат Т1. После охлаждения в аппарате Т1 часть рабочего вещества дросселируется в межтрубное пространство теплообменного аппарата Т1, где поглощает теплоту, выделяемую за счет охлаждения потоков природного газа ПГ и рабочего вещества низкотемпературного цикла охлаждения СХА2. Пары рабочего вещества СХА1 из аппарата Т1 направляются на сжатие во вторую ступень компрессорной установки К1.

Вторая часть потока СХА1 после теплообменника Т1 дополнительно переохлаждается в теплообменном аппарате Т2, а затем дросселируется в межтрубное пространство второго теплообменника, где отводит теплоту, выделяемую потоками природного газа ПГ и рабочего вещества низкотемпературного цикла охлаждения СХА2. Пары рабочего вещества СХА1 из аппарата Т2 направляются на сжатие в первую ступень компрессорной установки К1.

Движение рабочего вещества в низкотемпературном цикле внешнего охлаждения происходит за счет работы двухступенчатой компрессорной установки К2, К3. После каждой ступени сжатия рабочее вещество СХА2 направляется в теплообменники системы охлаждения Х2 и Х3.

В зависимости от состояния окружающей среды температура природного газа ПГ и рабочей смеси СХА2 на выходе из теплообменника Т2 снижается до уровня от 190 до 220 К. При такой температуре часть рабочей смеси СХА2 конденсируется. Жидкая и паровая фракции потока рабочей смеси СХА2 разделяются в отделителе жидкости Ож1. Затем обе фракции и поток природного газа поступают на переохлаждение в теплообменный аппарат Т3. После переохлаждения в аппарате Т3 жидкая фракция СХА2 дросселируется в межтрубное пространство теплообменника Т3 и отводит теплоту от прямых потоков природного газа ПГ и паровой фракции смеси СХА2.

Процесс получения СПГ завершается в теплообменном аппарате Т4, где отвод теплоты обеспечивается за счет дросселирования паровой фракции рабочей смеси СХА2. Конденсация природного газа в теплообменных аппаратах происходит при давлении значительно большем атмосферного, поэтому перед подачей потока СПГ в накопительную емкость он проходит через гидротурбину ТБ, которая снижает давление потока и преобразует его потенциальную энергию в электрическую. После гидротурбины ТБ поток СПГ направляется в отделитель жидкости Ож2, после которого сжиженный

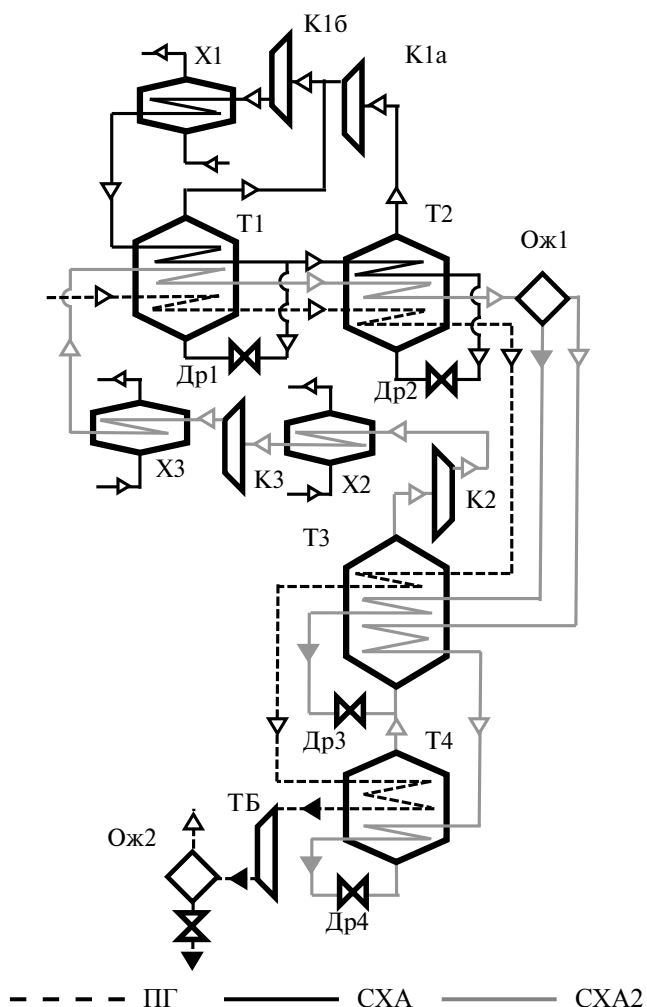


Рис. 1. Получение СПГ в цикле DMR [6]

Fig. 1. DMR cycle for LNG production [6]

природный газ направляется в накопительную емкость (на схеме не показана).

Цикл обладает рядом безусловных достоинств. Прежде всего, это опыт эксплуатации в рамках проекта «Сахалин СПГ». Состав рабочих веществ в предварительном и низкотемпературном циклах внешнего охлаждения природного газа в основном понятен и логичен. Управление составом рабочего вещества в цикле предварительного охлаждения позволяет учитывать сезонные изменения климата. Все основные компоненты рабочих веществ цикла содержатся в сырьевом потоке природного газа.

Несмотря на эти преимущества, широкого распространения в России цикл DMR не получил.

Гораздо большее распространение на предприятиях крупнотоннажного производства СПГ получил цикл тройного смешанного хладагента С3MR [7], принципиальная технологическая схема цикла приведена на рис. 2. Цикл С3MR также содержит 2 компрессорные установки, которые перемещают разные рабочие вещества. Компрессоры К3 создают холодопроизводительность во внешней ступени предварительного охлаждения. Рабочим веществом этой ступени является один из ком-

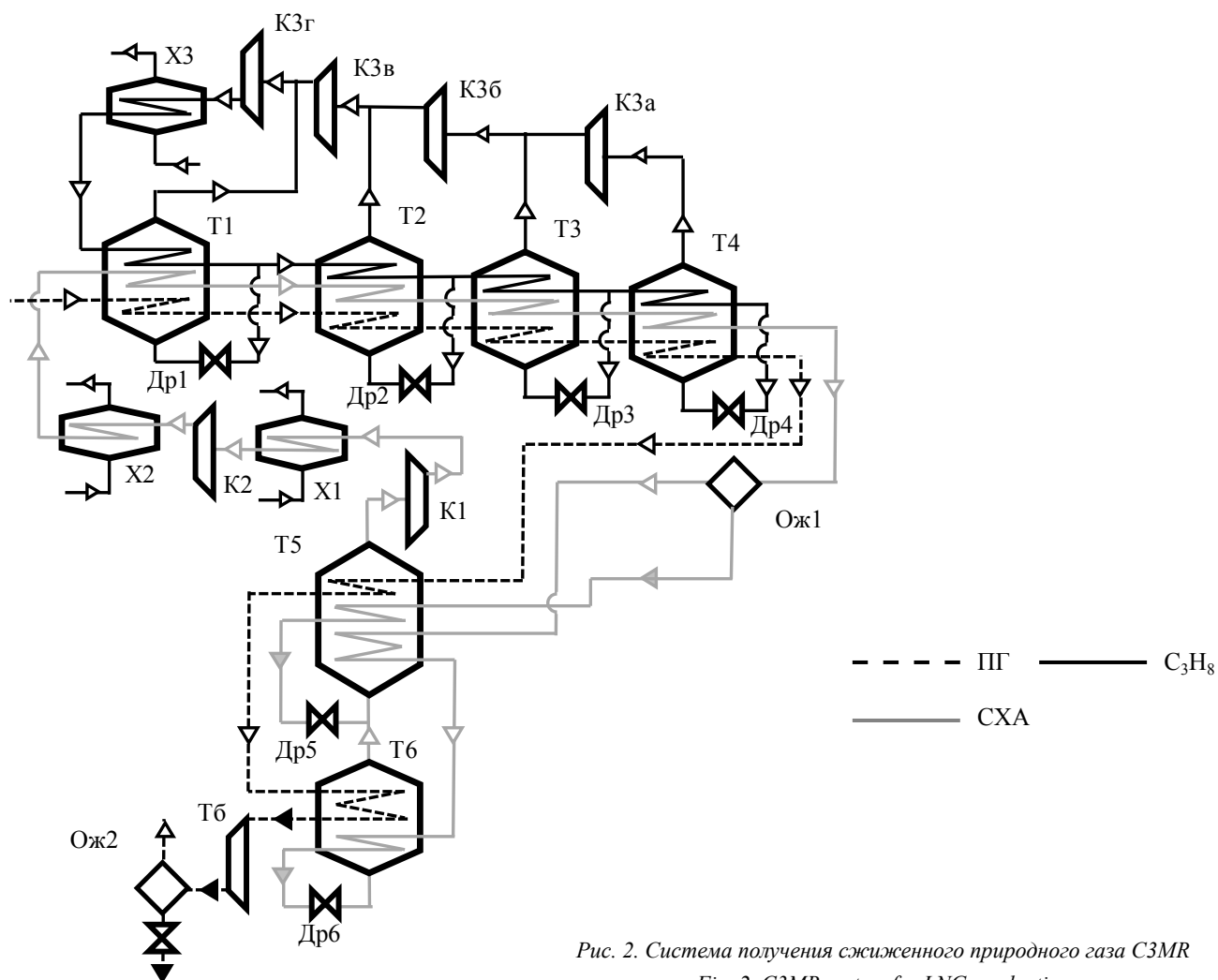


Рис. 2. Система получения сжиженного природного газа C3MR
 Fig. 2. C3MR system for LNG production

понентов природного газа — пропан. Пропановый цикл предварительного охлаждения состоит из нескольких дроссельных ступеней, которые обеспечивают постепенное снижение температуры потоков природного газа (ПГ) и смешанного хладагента низкотемпературного цикла охлаждения (СХА) до температурного уровня 240 К.

На выходе из ступени предварительного охлаждения поток СХА делится на жидкостную и паровую фракции в отделителе жидкости Ож1. Обе фракции СХА и поток природного газа ПГ направляются на переохлаждение в теплообменник Т5. После выхода из теплообменника жидкостная фракция СХА дросселируется в линию обратного потока смешанного хладагента и отводит теплоту от прямых потоков ПГ и СХА. Потоки природного газа и СХА переохлаждаются в теплообменнике Т6 до температуры образования СПГ. Поток СХА дросселируется через вентиль Др6 и возвращается в линию всасывания компрессора К1 через теплообменники Т6 и Т5. Поток СПГ проходит через гидротурбину Т6 и отделитель жидкости Ож2, затем направляется в накопительную емкость.

Технология C3MR успешно использована на трех линиях получения СПГ проекта «Ямал СПГ» [2, 5].

Сравнение технологических схем циклов DMR и C3MR позволяет высказать мнение о том, что C3MR цикл несколько сложнее, в основном из-за ступени пред-

варительного охлаждения. В то же время обе технологические схемы содержат две компрессорные установки, работающие на разных рабочих смесях, что выгодно отличает их от каскадного цикла с использованием трех рабочих веществ и трех отдельных компрессорных установок [8]. Кроме этого, использование газовых смесей позволяет адаптировать термодинамические процессы к местным климатическим условиям, что достаточно трудно сделать в тех случаях, когда для трансформации теплоты используется однородные рабочие вещества [8]. При этом цикл DMR проще адаптировать к изменению температуры окружающей среды, так как его ступень предварительного охлаждения использует смесь из двух основных компонентов: пропана и этана. Изменяя соотношение этих компонентов, легко адаптировать цикл к пониженной температуре окружающей среды. В цикле C3MR можно варьировать только состав рабочего вещества низкотемпературной ступени охлаждения, работа которой в меньшей степени зависит от климатических условий.

Разработка циклов для крупнотоннажного производства СПГ в России

Учитывая положительный эксплуатационный опыт использования циклов на газовых смесях в Российской Федерации, логично было бы рассматривать их как тех-

нологическую основу для развития крупнотоннажных проектов в области СПГ. Но, в настоящее время российские предприятия не могут получить лицензии на использование данных технологий. Более того, оба действующих проекта крупнотоннажного производства СПГ в 2022 г столкнулись с проблемами технического обслуживания действующего оборудования и кадрового обеспечения. Например, американская сервисная компания Baker Hughes, в 2022 г. прекратила поставки оборудования, а также отзывает своих инженеров с «Ямал-СПГ», «Сахалин-2» и «Арктик СПГ-2».

В такой ситуации необходимость разработки собственных технологических решений в области крупнотоннажного получения СПГ стала необычайно актуальной.

Следует отметить, что российские лидеры в области производства СПГ: ОАО «ГАЗПРОМ» и ПАО «НОВАТЭК» заблаговременно разработали и запатентовали соответствующие технологические решения [10], [11].

Разработчики обосновывают свои инновации стремлением снизить удельные затраты энергии на получение СПГ [10] и используют для достижения поставленной цели не только технологические приемы, но и климатические условия производства СПГ в районах крайнего

Севера Российской Федерации [11]. Анализ запатентованных схемных решений позволяет оценить перспективы их практического использования на отечественных предприятиях.

Учитывая ситуацию с доступностью традиционных компонентов систем получения СПГ: газотурбинные установки для производства электроэнергии, турбокомпрессоры высокого давления, многопоточные теплообменники, криогенная арматура и т. д., практическая ценность схемных решений в значительной степени зависит от возможности локализации производства необходимых компонентов в Российской Федерации. Наличие отечественного производства компонентов или возможность быстрой организации такого производства имеет решающее значение при выборе технологии промышленного получения СПГ. Рассмотрим запатентованные схемные решения в порядке приоритета их патентования.

Способ сжижения природного газа ОАО «ГАЗПРОМ»

ОАО «Газпром» запатентовало оригинальную схему получения СПГ [10] еще в 2015 г. (см. рис. 3), то, что за прошедшие 7 лет это схемное решение не было реа-

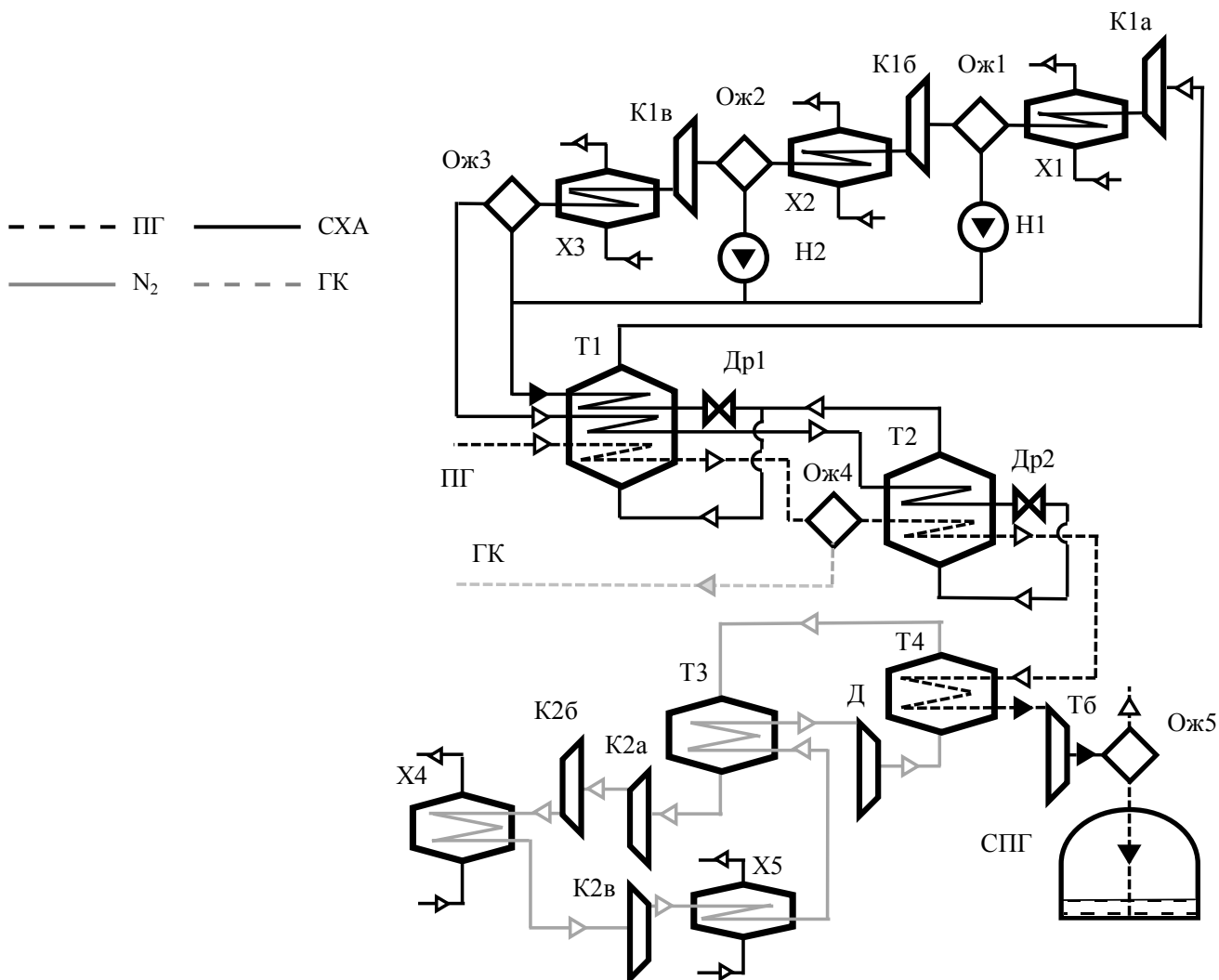


Рис. 3. Цикл ожижения природного газа с азотной ступенью охлаждения

Fig. 3. Natural gas liquefying cycle with nitrogen cooling stage

лизовано на практике вероятнее всего является следствием инвестиционной политики компании разработчика. Обычно СПГ проекты реализуются со значительным участием иностранных инвесторов, которые предоставляют технологию и оборудование для ее реализации.

Например, последний проект промышленного получения СПГ, который ОАО «ГАЗПРОМ» ввело в эксплуатацию уже в 2022 г (КС «Портовая», 1,5 млн тонн СПГ в год), использует технологию SMR, предоставленную компанией Linde [12]. Из-за этого, при запуске завода, у собственника возникли серьезные материальные и кадровые проблемы. Ситуация с проектом КС «Портовая» продемонстрировала недопустимую степень зависимости производителей СПГ от зарубежных производителей и показала актуальность ускоренного внедрения оригинальных технологий.

В установке запатентованной ОАО «ГАЗПРОМ» [10] для ожижения природного газа использованы две ступени внешнего охлаждения, поэтому сырьевой поток в качестве рабочего вещества не используется.

Система предварительного охлаждения использует в качестве рабочего вещества смешанный хладагент (СХА), который составлен из азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана. В низкотемпературной системе охлаждения в качестве рабочего вещества используется газообразный азот, а в качестве дополнительного источника холодопроизводительности применяется центробежный детандерный агрегат.

Холодопроизводительность системы предварительного охлаждения формируется в компрессорном агрегате К1, которые обеспечивает трехступенчатая сжатия СХА до давления от 3,0 до 3,1 МПа. После сжатия в каждой ступени компрессора СХА направляется в промежуточный холодильник Х1, Х2, Х3, где его температура понижается до уровня окружающей среды. Затем поток СХА проходит через отделитель жидкости Ож1, Ож2, Ож3, где он разделяется на жидкую и паровую фракции. Паровая фракция направляется на следующую ступень сжатия, а жидкая фракция направляется в теплообменник предварительного охлаждения Т1. Для выравнивания давления потоков жидкой фракции СХА на входе в теплообменник Т1, жидкая фракция, полученная в отделителях Ож1 и Ож2, нагнетается насосами Н1 и Н2. Поток жидкой фракции переохлаждается в теплообменнике Т1 и дросселируется через вентиль Др1 до давления 0,25–0,27 МПа в линию обратного потока СХА. За счет отвода теплоты к обратному потоку СХА паровая фракция смешанного хладагента переохлаждается в теплообменнике Т1 до температуры 220 К, затем проходит теплообменник Т2 и через вентиль Др2 дросселируется до давления 0,25–0,27 МПа в линию обратного потока. Поток СХА низкого давления проходит через трубное пространство теплообменника Т1 и поступает в линию всасывания компрессора К1.

Природный газ (ПГ) проходит через теплообменник Т1, где переохлаждается до температуры 220 К. После этого ПГ поступает в отделитель жидкости Ож4, в котором отделяется жидкая фракция, обогащенная этаном другими высококипящими компонентами. Этот поток отводится на криогенную сепарацию. Паровая фракция потока природного газа проходит через теплообменник

Т2, где за счет передачи теплоты обратному потоку СХА, переохлаждается до уровня 148 К и направляется в низкотемпературную систему охлаждения.

Рабочим веществом низкотемпературной системы охлаждения является газообразный азот, который сжимается в компрессорном агрегате К2 до давления 3,0 МПа, затем охлаждается до температуры окружающей среды в конечном холодильнике Х5. Затем газообразный азот высокого давления проходит рекуперативный теплообменник Т3, где отдает теплоту обратному потоку азота и охлаждается до уровня 164 К. С такой температурой азот высокого давления направляется детандер Д. После расширения в детандере до давления 1,0 МПа поток азота направляется в теплообменник Т4, где он отводит теплоту от потока природного газа, поступающего из системы предварительного охлаждения с температурой 148 К. За счет отвода теплоты температура потока ПГ снижается до уровня 112 К. С учетом повышенного давления при такой температуре поток природного газа находится в состоянии недогретой жидкости (СПГ). СПГ направляется в гидротурбину, в которой давление потока снижается до уровня 0,12 МПа и через отделитель жидкости Ож5 поступает в накопительную емкость. Паровая фракция, выделенная из этого потока, направляется на утилизацию в систему топливного газа предприятия.

Поток азота низкого давления из теплообменного аппарата Т4 проходит через теплообменник Т3 и поступает на сторону сжатия компрессорной ступени К2а. Эта ступень агрегатирована с детандером Д, поэтому сжатие азота до промежуточного давления 1,4 МПа осуществляется за счет работы, которую азот высокого давления совершил при расширении в детандере. Затем поток азота проходит компрессорную ступень К2б, промежуточный холодильник Х4 и поступает в третью ступень компрессора К2.

Разработчики схемы не указывают уровень давления в сырьевом потоке природного газа, но учитывая то, что в схеме для снижения давления СПГ использована жидкостная турбина, можно предположить, что давление сырьевого потока находится в диапазоне от 1 до 6 МПа. Учитывая это давление, разработчики справедливо называют теплообменник Т2 ожижительным, так как теплота, отводимая в азотной ступени, составляет менее 20% от общей тепловой нагрузки на систему ожижения природного газа. Низкая температура сырьевого потока на входе в детандерный теплообменный аппарат 4 является существенным эксплуатационным преимуществом данного технологического решения, так как холодопроизводительность газового детандерного цикла значительно ниже, чем у охлаждения ступеней на СХА. Но, азотный детандер создает холодопроизводительность на низком температурном уровне, что позволяет переохлаждать сырьевой поток до уровня ниже температуры насыщенной жидкости при давлении близком к атмосферному.

Несмотря на то, что целью изобретения [10] заявлено снижение удельных затрат энергии, авторы не приводят данных, обосновывающих возможность достижения поставленной цели.

Вместе с тем опыт эксплуатации других установок для получения СПГ показывает, что применение детандерной ступени с использованием газообразного азота

на завершающем этапе получения СПГ, не обеспечивает сокращения энергозатрат [13], но снижает потери готовой продукции при уменьшении давления сырьевого потока перед подачей в накопительную емкость.

В тоже время, использование газовой смеси в степени предварительного охлаждения позволяет адаптировать данную установку к изменению климатических условий по аналогии с циклом DMR, который эксплуатируется ОАО «ГАЗПРОМ» на заводе «Сахалин СПГ».

К сожалению, разработчики пока не реализовали заявленное схемное решение на практике, что свидетельствует о его не полной проработке.

В тоже время патентная активность ОАО «ГАЗПРОМ» послужила стимулом к тому, чтобы ПАО «НОВАТЭК» разработало и запатентовало альтернативное технологическое решение.

Цикл получения сжиженного природного газа «Арктический каскад»

Учитывая особенные климатические условия в регионе, где в настоящее время разворачивается производство СПГ, разработчики ПАО «НОВАТЭК» поставили перед собой задачу адаптировать технологические процессы к низкой среднегодовой температуре окружающей среды. Новая технология производства СПГ была запатентована под наименованием «Арктический каскад» [11].

Владелец патента ПАО «НОВАТЭК» планировало использовать это технологическое решение на четвертом блоке «Ямал — СПГ», что выгодно отличает эту установку от схемы, разработанной в ОАО «ГАЗПРОМ». Первая, реализованная в металле, отечественная технология крупнотоннажного производства СПГ привлекала внимание прессы и специалистов. Высказывалось мнение, что технология «Арктический каскад» станет основой для новых проектов производства СПГ в северных регионах России.

Разработчики нового цикла получения СПГ основывались на том, что все действующие циклы для крупнотоннажного получения СПГ были разработаны для

регионов с умеренным или даже тропическим климатом, где температура окружающей среды могла превышать 45 °С. Из-за этого в состав этих циклов обязательно включалась система предварительного охлаждения (Pre-Cooling System (PCS), которая обеспечивала устойчивую работу системы ожижения при относительно высоких температурах окружающего воздуха [11]. В арктических широтах, например на полуострове Ямал, температура окружающей среды не поднимается выше 10 °С [11], а большую часть года имеет отрицательное значение. В таких условиях тепловая нагрузка при ожижении природного газа в основном накладывается на контур смешанного хладагента, а контур PCS остается недогруженным [11]. Авторы отмечают, что цикл DMR дает возможность использовать сезонное понижение температуры окружающего воздуха, но изменение состава рабочей смеси контура предварительного охлаждения представляет собой сложную технологическую операцию, которую можно проводить не чаще 2–3 раз в год [11].

С учетом изложенных выше оснований в цикле «Арктический каскад» пропан в качестве рабочего вещества не используется. По эксплуатационным соображениям авторы отказались от использования газовых смесей на всех уровнях отвода теплоты, а в качестве рабочих веществ использовать только однородные вещества: этан и азот, которые циркулируют в отдельных циклах (рис. 4). Обозначения, показанные на схеме: 2 — компрессор для сжатия сырьевого природного газа; 3 — компрессор азотного цикла; 4 — компрессор сжатия этана; 5 — аппарат воздушного (водяного) охлаждения; 7 — испарители этана; 8 — теплообменники азотного цикла; 9 — концевой теплообменник переохлаждения; 10Д — детандер детандер-компрессорного агрегата; 10К — компрессор детандер-компрессорного агрегата; 11 — отделитель жидкости; 12 — жидкостной насос СПГ; 15 — компрессор для сжатия паров СПГ; ПГ — сырьевой природный газ; ТН — теплоноситель системы охлаждения (воздух/вода); А — азот газообразный; Э — этан; СПГ — сжиженный природный газ; ТГ — топливный газ.

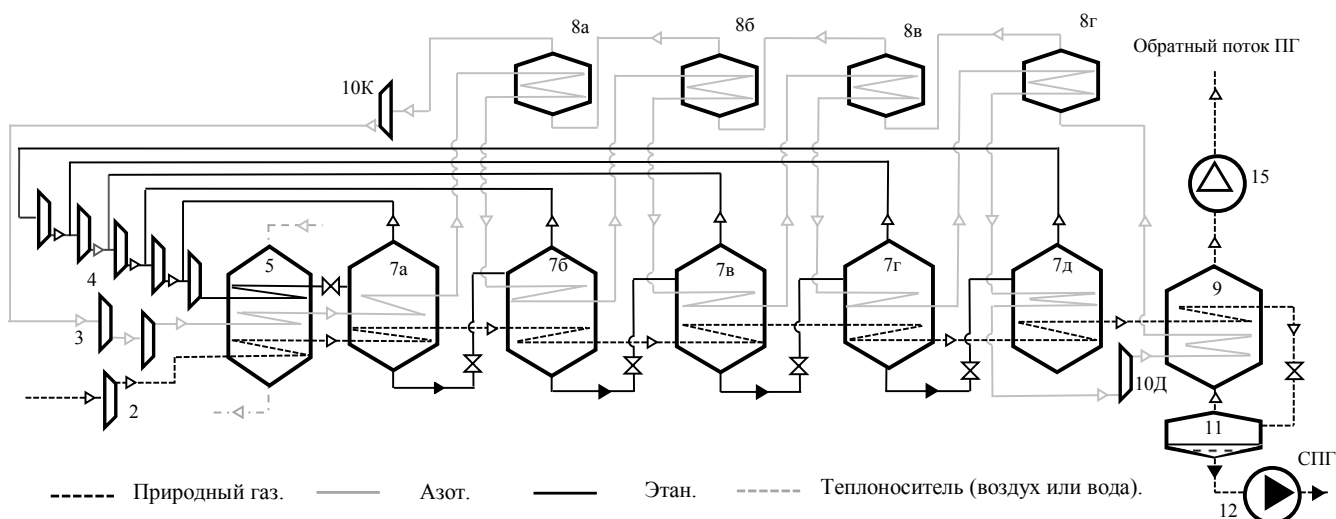


Рис. 4. Принципиальная схема установки для получения сжиженного природного газа «Арктический каскад» (патент RU (11) 2 645 185)

Fig. 4. The Arctic Cascade natural gas liquefaction system (Patent RU (11) 2 645 185)

Технологическая схема, по утверждению авторов, рассчитана на работу в условиях, когда температура окружающего воздуха не превышает $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ [7]. По данным многолетних наблюдений в г. Сабета, где реализована данная технологическая схема, это температурное условие невыполнимо с июля по сентябрь включительно, поэтому в этот период производительность установки будет снижаться, а удельные затраты энергии на ожижение газа возрастать. Так как именно эти месяцы являются наиболее благоприятными для транспортирования СПГ по Северному морскому пути, отказ от ступени предварительного охлаждения представляется достаточно спорным решением.

Еще одним отличием технологической схемы «Арктический каскад», является то, что все компрессорные агрегаты, обеспечивающие холодопроизводительность, приводятся в движение без использования электродвигателей. Затрачиваемая механическая энергия генерируется газотурбинной установкой и перераспределяется между компрессорными агрегатами 2, 3, 4 при помощи мультипликатора (газотурбинная установка и мультипликатор на рисунке не показаны). Газотурбинные установки ранее были использованы в качестве привода электрогенераторов на 1–3 линии завода «Ямал СПГ», но в современных условиях подобные агрегаты стали недоступны. Прямая передача механической энергии от турбогенератора к компрессорным установкам позволяет исключить из технологической схемы дорогостоящие электрогенераторы и электродвигатели, но вызывает определенные сомнения также надежность и эксплуатационный ресурс мультипликатора.

Учитывая то, что источником сырьевого природного газа для данной технологической схемы является не магистральный газопровод с давлением от 6 до 11 МПа, а газовое месторождение, на линии подачи природного газа предусмотрен дожимающий компрессор 2. Разработчики указывают, что в компрессор 2 поступает природный газ очищенный от паров воды и диоксида углерода [11]. Блоки очистки газов от паров воды и углекислого газа принято располагать на участке с максимальным давлением сырьевого потока, так как это улучшает условия удаления высококипящих компонентов. Возможно, разработчики просто не показали аппараты очистки, чтобы не усложнять технологическую схему заявки на выдачу патента на изобретение.

В оригинальной технологической схеме [11] отвод теплоты от технологических потоков сжатого природного газа, этана и азота осуществляется в трех отдельных аппаратах, но на рис. 4 эти процессы реализуются в одном аппарате 5, через который противотоком движется поток теплоносителя (воды или воздуха).

Предварительное охлаждение технологических потоков обеспечивается за счет цикла, рабочим веществом которого является этан. Цикл содержит 4 дроссельных ступени охлаждения, которые обеспечивают ступенчатое снижение температуры прямых потоков сырьевого газа и азота высокого давления потоков до уровня 190 K [11]. Через испарители 7а — 7д в прямом направлении проходят потоки азота и природного газа. Поток азота дополнительно переохлаждается в двухпоточных теплообменниках 8а — 8г, где теплота передается обратному

потоку азота, поступающему из детандерной ступени охлаждения.

Поток азота с давлением 10 МПа после испарителя 7д подается на детандер 10Д, который агрегатирован с компрессором 10К. Азот расширяется в детандере до давления 2,6 МПа. Механическая работа детандера используется для предварительного сжатия обратного потока азота после теплообменника 8в. Исходя из заданных параметров, расчетная температура азота после детандера составляет 133 K . Этот поток отправляется в теплообменник 9, где по замыслу авторов, он должен отвести теплоту от потока природного газа высокого давления поступающего из испарителя 7д с температурой 190 K , за счет отвода теплоты к потоку азота низкого давления, температура потока природного газа снижается до 136 K [11]. Окончательное понижение температуры сырьевого потока достигается в процессе его дросселирования от давления 6 МПа до давления 1,5 МПа в дроссельном вентиле. Таким образом, в отличие от всех рассмотренных выше циклов, в данном случае сырьевой газ используется в качестве рабочего вещества на нижней ступени охлаждения. После дросселирования температура потока снижается до 116 K . Парожидкостная смесь, полученная после дросселирования разделяется в отделителе жидкости 11. Жидкая фракция (87% от потока сырьевого газа) посредством насоса 12 нагнетается в накопительную емкость. Паровая фракция из отделителя 11 поступает межтрубное пространство теплообменника 9, где подогревается до температуры 186 K , а затем нагнетается компрессором 15 в систему утилизации паров СПГ.

Нельзя не отметить, что идея использования климатических условий Арктики для повышения энергоэффективности производства СПГ, на практике требует использования новых технологических решений. Разработчики схемы предполагают снижать температуру технологических потоков после сжатия в компрессорах до уровня $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ в системе воздушного (АВО) или водяного охлаждения (ВО). Для систем АВО рекомендуется разность температур между потоками теплоносителей обычно составляет не менее $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, тогда для охлаждения газовых потоков до температуры $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ необходимо чтобы температура воздуха была не выше $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Анализ графика среднемесячных температур воздуха на побережье Обской губы (рис. 5), показывает что это условие невыполнимо с мая до середины сентября. Причем в июле-августе температура воздуха повышается до уровня $15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вопреки ожиданиям, переход на водяное охлаждение в летние месяцы также не решает проблемы отвода теплоты сжатия. Перепад температур теплоносителей в системах ВО обычно составляет не менее $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. охлаждения газов после сжатия до уровня $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ необходима вода с температурой не выше $5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Но, годовой график изменения температуры воды в Обской Губе показывает, что это условие невыполнимо в период с апреля по октябрь. Дело в том, что Обская Губа фактически является устьем реки Обь. Вода в этом водоеме практически пресная, а температура водоема определяется поступлением относительно теплых масс воды из верхнего течения реки. Протяженность реки составляет 3650 км , а с учетом притоков оценивается в 5410 км . Поток воды дви-

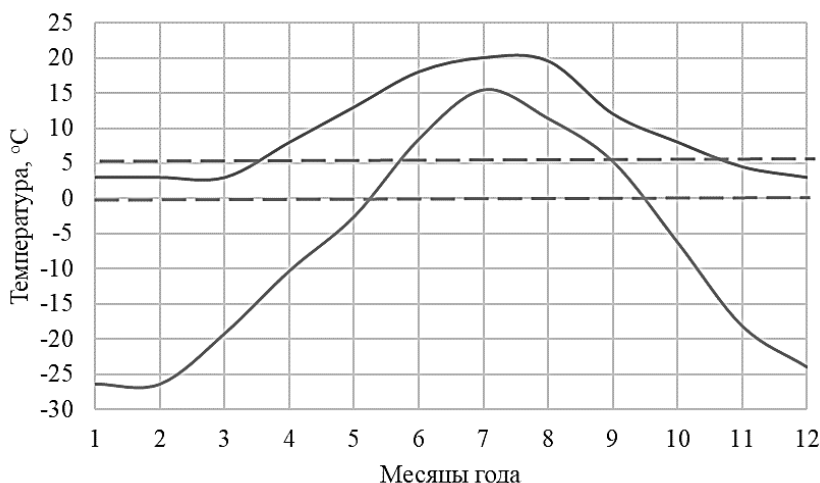


Рис. 5. График изменения температуры воды и атмосферного воздуха на побережье Обской Губы

Fig. 5. Water and air temperature changes at the coast of the Gulf of Ob

жется практически вдоль меридиана и выносит в северные районы большое количество теплоты.

Существенное повышение температуры потоков на входе в блок ожижения в летнее время может крайне негативно отразиться на работе линии получения СПГ, особенно с учетом того, на летние месяцы приходится период активной навигации по Северному Морскому пути.

Вместе с тем, материалы рис. 5 показывают, что в остальное время года температура окружающего воздуха создает условия для экономии энергии. Среднегодовая температура воздуха составляет всего 7,8 °С. Однако для того, чтобы воспользоваться этим ресурсом потребуются решить ряд эксплуатационных проблем. Например, при снижении температуры теплопередающей поверхности ниже 0 °С, придется решать задачу защиты АВО от атмосферных осадков. Однако, очевидные климатические преимущества, которыми обладают российские производители СПГ, должны быть использованы для успешной конкуренции на мировом рынке.

Потери холодопроизводительности от недорекуперации теплоты

Обращает на себя внимание то, что в новых технология получения СПГ содержатся решения, которые способны существенно увеличить потери холодопроизводительности от недорекуперации теплоты.

В цикле «Арктический каскад» природный газ (ПГ) используется как рабочее вещество последней ступени охлаждения, поэтому коэффициент ожижения цикла составляет 95 % (см. табл. 1). После дросселирования потока ПГ до давления 0,12 МПа 5 % потока переходит в паровое состояние. Обратный поток (ОП) паров природного газа направляется в концевой теплообменник цикла 9, где за счет подвода теплоты от потоков ПГ и азота высокого давления отогревается до температуры не выше 190 К. Затем этот поток направляется в компрессорную установку (на рис. 4 не показана), которая повышает давление потока ОП до 3,0 МПа. Разность температур потоков ПГ и ОП составляет более 90 К, а потери холодопроизводительности от недорекуперации теплоты

Таблица 1

Параметры материальных потоков в цикле ожижения «Арктический каскад» при производительности 4,8 млн тонн в год

Table 1

Material flow characteristics in liquefying cycle of the Arctic Cascade system at a flow of 4.8 million tons per year

Показатель	ПГ	N2	CH4	ОП
Давление, МПа	9,9	10	2,9	0,12
Температура, К	283	283	283	190
Расход потока, т/ч	550	1378	1240,0	70
Расход потока, кг/с	152,8	382,8	344,4	19,4
Удельный расход, кг	1,00	2,51	2,25	0,05

составляют не менее 19 кДж на кг ожижаемого природного газа.

В этановом цикле охлаждения (см. табл. 2) недогрев паров этана поступающих на вход ступеней турбокомпрессора 4 составляет от 20 до 96 К. Из-за этого суммарные потери холодопроизводительности от недорекуперации

Таблица 2

Потери холодопроизводительности от недорекуперации в этановом цикле охлаждения в технологической схеме «Арктический каскад»

Table 2

Refrigerating capacity due to under-recuperation in ethane cooling cycle of the Arctic Cascade system

Показатель	Ступень охлаждения				
	а	б	в	г	д
Температура обратного потока, К	263	240	221	202	187
Недорекуперация, К	20	43	62	81	96
Удельный расход этана в ступени, кг	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Потери от недорекуперации по ступеням, кДж/кг	27	58	84	110	130
Суммарные потери, кДж/кг	409				

рации теплоты составляют более 400 кДж на кг ожижаемого газа. Добавление в цикл теплообменной аппаратуры для перегрева паров этана значительно усложнит технологическую схему, но, в условиях, когда целью изобретения заявлено повышение энергоэффективности процесса ожижения, такие очевидные источники потерь холодопроизводительности следовало бы исключить.

Аналогичные потери холодопроизводительности заложены в циклах DMR и C3MR. В цикле DMR (см. рис. 1) температура потока смешанного хладагента, поступающего в компрессор K2 из теплообменника T3, составляет от 190 до 220 К.

В цикле C3MR (см. рис. 2) смешанный хладагент, поступающий в компрессор K1, выходит из теплообменника T5 с температурой не выше 230 К.

Технологическая схема цикла, запатентованного ОАО «ГАЗПРОМ», свободна от таких недостатков. Теплообменники T1 и T3 (см. рис. 3) способны подогревать обратные технологические потоки до удовлетворительного уровня, что существенно повышает ожидаемую энергоэффективность работы данной системы охлаждения.

Использование азотной ступени внешнего охлаждения природного газа

Внедрение в циклы получения СПГ детандерных ступеней охлаждения, в которых в качестве рабочего вещества используется газообразный азот, набирает популярность, так как позволяет повышать коэффициент ожижения сырьевого потока до 100% и даже переохлаждать СПГ.

Сравнение условий эксплуатации детандерной ступени охлаждения в циклах, запатентованных российскими компаниями, позволяет сделать вывод, что в схеме ОАО «Газпром» эта ступень используется рациональнее, так как в ней сырьевой поток природного газа охлаждается практически до температуры насыщения СПГ при давлении окружающей среды.

В схеме предложенной ПАО «НОВАТЭК» температура сырьевого потока после детандерной ступени охлаждения составляет около 136 К [11], и для перевода природного газа в жидкое состояние используется еще одна дроссельная ступень охлаждения, в которой рабочим веществом выступает сырьевой газ.

Рекуперация теплоты между прямым и обратным потоками азотного цикла организована в системе из четырех двухпоточных теплообменников *8a*, *8б*, *8в* и *8г*, которые значительно усложняют технологическую схему. Учитывая достаточно высокое давление (2,6 МПа [11]) обратного потока азота можно было бы организовать его отопление в трубном пространстве многопоточных теплообменников *7a* — *7д*.

Вместе с тем, безусловным преимуществом системы «Арктический каскад» является то, что она внедрена в эксплуатацию на четвертой очереди проекта «Ямал СПГ». По заявлениям руководителей ПАО «НОВАТЭК» сейчас идет период отработки новой технологии, после которого можно будет возобновить планы по ее внедрению в эксплуатацию на новых объектах ПАО «НОВАТЭК».

Для развития отрасли СПГ России было крайне полезно, если бы и ОАО «ГАЗПРОМ» реализовало в металле технологическое решение, заявленное почти 10 лет назад.

Перспективы развития отрасли СПГ в России

Особое значение для Российской Федерации имеют рассмотренные выше новые технологические решения, т. к. именно в северных регионах в ближайшее время планируется реализовать свыше 150 проектов, общей стоимостью свыше 5 трлн руб. [14]. Уже сейчас некоторые проекты, находящиеся в процессе реализации, столкнулись с трудностями в вопросах снабжения комплектующими, например проект «АРКТИК 2» в срочном порядке решит проблему электрогенерации, так как не смог получить от иностранных производителей турбоэлектрогенераторы, которые были заложены в схему на этапе проектирования. В этом контексте предложенный в «Арктическом каскаде» принцип исключения электропривода основных потребителей энергии — компрессорных установок за счет прямой передачи механической энергии от газовой турбины заслуживает особого внимания.

Для всех арктических проектов неразвитость или полное отсутствие локальной инфраструктуры делает решение вопросов автономной электрогенерации первоочередной задачей [15].

Запатентованные в России новые циклы получения СПГ могут быть применены в установках средней производительности, на долю которых приходится основная часть намеченных инвестиций, это подтверждает опыт компании НОВАТЭК, которая использует цикл «Арктический каскад» на технологической линии с производительностью 0,9 млн тонн в год.

Следует расширить круг технологических решений используемых в крупнотоннажном и среднетоннажном производстве СПГ. По-прежнему актуально построение системы внешнего охлаждения на базе каскада и парожидкостных циклов с использованием однокомпонентных рабочих веществ. Такие циклы вновь привлекают внимание разработчиков [16], тем более что главный «недостаток» каскадных циклов — использование трех компрессорных установок уже не так критичен. В цикле «Арктический каскад» (см. рис. 4) также применяются три основных компрессорных установки, которые сжимают три рабочих вещества природный газ, этан и азот.

Заключение

В Российской Федерации начаты работы по созданию оригинальных схем крупнотоннажного получения СПГ. Продолжение этих работ позволит выйти из технологической зависимости от иностранных разработчиков технологий получения СПГ.

Технологические решения, предложенные ОАО «ГАЗПРОМ» и ПАО «НОВАТЭК», запатентованы в России, что подтверждает их патентную чистоту и дает основание для широкого внедрения в практику.

Новые технологии крупнотоннажного получения СПГ разработаны с учетом особенностей климата в районах размещения новых предприятий, что позволит снизить удельные затраты энергии на получение готовой продукции и инвестиции в приобретение оборудования.

Разработчики новых систем получения СПГ учли возможности локализации производства компонентов технологических схем на территории Российской Федерации, что крайне важно в современных условиях.

Отработка технологии крупнотоннажного получения СПГ на отечественных предприятиях создает научно-практическую базу для развертывания научно-прак-

тической деятельности, направленной на достижение полной технологической независимости России во всех сегментах производства и потребления СПГ.

Литература

1. Новая диверсификация на рынках газа // Энергетические тренды. Апрель 2022. № 107.
2. Справочные материалы. Карта российской СПГ отрасли 2021. / Под ред. А. Клементьева. 2021. 64 с.
3. Горбачев С. П., Медведков И. С. Особенности малотоннажного производства СПГ на газопроводах на основе дроссельных циклов высокого давления // Технические газы. 2016. Т. 16. № 1. С. 29–36.
4. Удут В. Н. Криогенная техника и технологии для малотоннажного производства и использования СПГ на транспорте и автономной газификации // Газовая промышленность. 2011. № S668. С. 16–19.
5. Василевич В. В., Федосеев П. О., Бричка К. М., Шотиди К. Х. Сравнительный анализ современных технологий крупнотоннажного производства сжиженного природного газа. // Газовая промышленность. 2017. № 9 (757). С. 53–57.
6. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. 159 с.
7. Голубева, В. М. Клюев, И. А., Баканев И. А., Дубровина Е. П. Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата. // Газовая промышленность. 2016. № 1 (733). с 73–78.
8. Andress D. L., Watkins R. J. Beauty of Simplicity: Phillips Optimized Cascade LNG Liquefaction Process, June 2004. DOI: 10.1063/1.1774671
9. Qyum M. A., Qadeer K., Lee M. Comprehensive Review of the Design Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: Current Status and Perspectives. // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2017. 57 (17). DOI: 10.1021/acs.iecr.7b03630.
10. Патент РФ 2 538 192, МПК F25J 1/00 (2006.01), Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления/ Мамаев А. В., Сиротин А. С., Копша Д. П. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Газпром», Заявка: 2013149401/06, 07.11.2013, Опубликовано: 10.01.2015. Бюл. № 1.
11. Патент РФ 2 645 185, МПК F25J 1/00 (2006.01). Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «арктический каскад» и установка для его осуществления / Минигулов Р. М., Руденко С. В., Васин О. Е., Грицишин Д. Н., Соболев Е. И.; заявитель и патентообладатель ПАО «НОВАТЭК», Заявка: 2017108800, 16.03.2017, опубликован 16.02.2018. Бюл. № 5.
12. МШУ «Сколково». Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей. Декабрь 2018, 102 с.
13. Lee S., Duc N. V., Lee M. Design and Optimization of Natural Gas Liquefaction and Recovery Processes for Offshore Floating Liquefied Natural Gas Plants. // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2012. 51 (30):10021–10030. DOI: 10.1021/ie2029283.
14. Ремисhevская К. В., Захаров Д. Ю., Гонтарь Ю. С. Актуальные проблемы эффективного и безопасного освоения ар-

References

1. New Diversification in Gas Markets. *Energy Trends*. April 2022. No. 107. (in Russian)
2. Reference materials map of the Russian LNG industry 2021. Edited by A. Klementyev. 2021. 64 p. (in Russian)
3. Gorbachev S. P., Medvedkov I. S. Features of low-tonnage production of LNG on gas pipelines based on high-pressure throttle cycles. *Technical gases*. 2016. V. 16. no 1. p. 29–36. (in Russian)
4. Udut V. N. Cryogenic equipment and technologies for low-tonnage production and use of LNG in transport and autonomous gasification. *Gas Industry*. 2011. no S668. p. 16–19. (in Russian)
5. Vasilevich V. V., Fedoseev P. O., Brichka K. M., Shotidi K. Kh. Comparative analysis of modern technologies of large-scale production of liquefied natural gas. *Gas industry*. 2017. No. 9 (757). p. 53–57. (in Russian)
6. Fedorova E. B. State-of-the-art and development of the global liquefied natural gas industry: technologies and equipment. Moscow: RSU of Oil and Gas named after I. M. Gubkin. 2011. 159 p. (in Russian)
7. Golubeva, V. M. Klyuev, I. A., Bakanev I. A., Dubrovina E. P., Features of technology for liquefaction of natural gases in the Arctic climate. *Gas Industry*. 2016. No. 1 (733). p. 73–78. (in Russian)
8. Andress D. L., Watkins R. J. Beauty of Simplicity: Phillips Optimized Cascade LNG Liquefaction Process. June 2004. DOI: 10.1063/1.1774671
9. Qyum M. A., Qadeer K., Lee M., Comprehensive Review of the Design Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: Current Status and Perspectives. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2017. 57 (17). DOI: 10.1021/acs.iecr.7b03630.
10. Patent Russian Federation no. 2 538 192, IPC F25J 1/00 (2006.01). Method of liquefaction of natural gas and installation for its implementation / Mamaev A. V., Sirotnin A. S., Kopsha D. P. et al.; applicant and patent holder Open Joint Stock Company Gazprom, Application: 2013149401/06, 07.11.2013, Published: 10.01.2015 Bulletin № 1. (in Russian)
11. Patent Russian Federation no. 2 645 185, IPC F25J 1/00 (2006.01). Method of liquefaction of natural gas according to the high-pressure cycle with ethane precooling and nitrogen supercooling «Arctic Cascade» and installation for its implementation / Minigulov R. M., Rudenko S. V., Vasin O. E., Gritsishin D. N., Sobolev E. I.; applicant and patent holder of PJSC NOVATEK. Application: 2017108800, 16.03.2017, published on 16.02.2018. Bulletin № 5. (in Russian)
12. MSM «Skolkovo». Medium-tonnage LNG in Russia: between heaven and earth. December 2018. 102 p. (in Russian)
13. Lee S., Duc N. V., Lee M. Design and Optimization of Natural Gas Liquefaction and Recovery Processes for Offshore Floating Liquefied Natural Gas Plants. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2012. 51 (30):10021–10030. DOI: 10.1021/ie2029283.
14. Remishevskaya K. V., Zakharov D. Yu., Gontar Yu. S. / Actual problems of effective and safe development of Arctic oil and gas fields on the example of the Yamal Peninsula, Network

- ктических нефтегазовых месторождений на примере полуострова Ямал. // Нефтегазовое дело. 2018. № 5. с. 152–172.
15. Проблемы и перспективы СПГ-проектов в России. // PRO-ARCTIC. [Электронный ресурс]: <http://proarctic.ru/22/01/2018/resources/30152>.
16. *Andress D. L., Watkins R. J.*, Beauty of Simplicity: Phillips Optimized Cascade LNG Liquefaction Process. June 2004. DOI: 10.1063/1.1774671
- edition «Oil and Gas Business». 2018. No 5, pp. 152–172. (in Russian)
15. Problems and perspectives of LNG-projects in Russia // Network edition «PRO-ARCTIC» [Electronic resource] Access mode: <http://proarctic.ru/22/01/2018/resources/30152>. (in Russian)
16. *Andress D. L., Watkins R. J.* Beauty of Simplicity: Phillips Optimized Cascade LNG Liquefaction Process, June 2004, DOI: 10.1063/1.1774671

Сведения об авторах

Баранов Александр Юрьевич

Д. т. н., профессор образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9; Научно-производственное предприятие «КРИОН», 197375, Санкт-Петербург, Макулатурный проезд, 4, литер А, abaranov@itmo.ru. ORCID 0000-0002-9263-8153

Соколова Екатерина Владимировна

К. т. н., доцент образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9, evlogvinenko@itmo.ru. ORCID 0000-0002-5127-9959

Иванов Лев Владимирович

Аспирант, инженер образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9, levladiv@mail.ru. ORCID 0000-0002-6916-7154

Иконникова Анастасия Юрьевна

Аспирант, старший лаборант образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9, aikonnikova@itmo.ru. ORCID 0000-0003-2665-5788

Information about authors

Baranov Aleksandr Yu.

D. Sc., Professor of the Educational center «Energy Efficient engineering Systems» of ITMO University, 191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov str., 9; LLC «Research and Production Enterprise «KRION», Russia, 197375, Saint Petersburg, Makulaturniy passage, 4A, abaranov@itmo.ru. ORCID 0000-0002-9263-8153

Sokolova Ekaterina V.

Ph. D., Associate Professor of the Educational center «Energy Efficient engineering Systems» of ITMO University, 9 Lomonosov str., St. Petersburg, 191002, Russia, evlogvinenko@itmo.ru. ORCID 0000-0002-5127-9959

Ivanov Lev V.

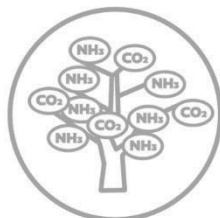
Graduate student of the Educational center «Energy Efficient engineering Systems» of ITMO University, 191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov str., 9, levladiv@mail.ru. ORCID 0000-0002-6916-7154

Ikonnikova Anastasia Yu.

Graduate student, senior laboratory assistant of the Educational center «Energy Efficient engineering Systems» of ITMO University, 191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov str., 9, aikonnikova@itmo.ru. ORCID 0000-0003-2665-5788



Статья доступна по лицензии
Creative Commons «Attribution-NonCommercial»



10th IIR Conference on Ammonia
and CO₂ Refrigeration Technologies

**Ammonia
& CO₂ 2023**
OHRID - NORTH MACEDONIA
APRIL 27-29

10th IIR Conference on Ammonia and CO₂ Refrigeration Technologies

The 10th edition in this IIR conference series, to take place on April 27-29, 2023, in Ohrid, North Macedonia, will explore the design of modern ammonia and new CO₂ systems and technological innovations, improving energy efficiency, various applications, technical guidelines and safety regulations.

Bridging the gap between industry and academia, this IIR Conference will focus on the intensifying global trend towards using natural refrigerants, such as ammonia, carbon dioxide and hydrocarbons, in various refrigeration applications worldwide.

❖ Themes :

Refrigerants, secondary refrigerants: general information; General information on environment (climate change, ozone depletion...); Ammonia; CO₂

<https://iifir.org/en/events/10th-iir-conference-on-ammonia-and-co2-refrigeration-technologies>