

Кирилл Олегович ТОМСКИЙ окончил РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в 2009 г. Кандидат технических наук, доцент кафедры общепрофессиональных дисциплин ПТИ (ф) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова в г. Мирном.

Kirill O. TOMSKY graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Department of Mechanical Engineering) in 2009. He is Candidate of Engineering Sciences, lecturer of the Department of General Professional Disciplines of Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University.

E-mail: kirilltom@mail.ru

УДК: 66.078:66.011

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

© **И.В. МЕЩЕРИН, А.Н. НАСТИН**

(Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65)

ANALYSIS OF TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS IN THE ARCTIC CLIMATE

I.V. MESHCHERIN, A.N. NASTIN

(Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas, Leninskiy prospect, 65, 119991, Moscow, Russian Federation)

Транспортирование природного газа технологическим трубопроводом не позволяет ориентироваться под быстроменяющиеся условия рынка углеводородов, требуется развитие новых способов перевозки газа. Производство сжиженного природного газа позволило решить множество проблем, поэтому в России, а также большинстве стран мира идет активное развитие этой отрасли, с применением новых и развитием существующих методик. Следует отметить, что большинство проектов СПГ, разрабатываемых в России, находится в условиях арктического климата. В данной статье рассмотрены основные технологии получения сжиженного природного газа, проведен анализ их пригодности в условиях арктического климата, произведено сравнение экономических показателей при прочих равных условиях.

Transportation of natural gas process by piping does not allow to be guided under the rapidly changing conditions of the market of hydrocarbons. In this connection, it took the development of new ways to transport gas. Production of liquefied natural gas helped to solve many problems, so in most countries of the world, as well as in Russia, there is an active development of this sector, with the development of new and existing techniques. It should be noted that most of the projects being developed in Russia, are in the arctic climate. In this article the

basic technology of liquefied natural gas, the analysis of their usefulness in the arctic climate, a comparison of economic indicators, ceteris paribus.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, технологии, арктический климат.

Keywords: liquefied natural gas, technologies, arctic climate.

Мировой рынок углеводородов претерпевает сильные изменения, однако уже сегодня можно точно заявить, что в ближайшие годы ключевыми энергоносителями останутся нефть, природный газ и даже уголь. При ценах на природный газ в 350–400 \$ за 1000 м³ страны-потребители активно занимались поиском альтернативных источников энергии, что отрицательно повлияло на спрос и повлекло за собой резкое снижение стоимости энергоресурса. Принципиальное заключение состоит в том, что такое падение обеспечило компаниям, экспортирующим природный газ (в частности ПАО «Газпром») огромное увеличение продаж, реализации газа. Все это доказывает, что, несмотря на колебания мировых цен на источники энергии, доля природного газа в обеспечении энергоресурсами будет только расти (особенно при развитии экономики Китая и стран Азиатско-Тихоокеанского региона).

По данным Международного Энергетического Агентства (IEA), человечество ежегодно потребляет свыше 3 трлн м³ газа, и спрос на него может вырасти до 4,5 трлн м³ к 2035 году.

При этом ключевым регионом добычи природного газа в ближайшей перспективе станет Восточная Европа – Евразия (включая Россию и район Каспия). Добыча газа только в России за четверть века вырастет на 220 млрд м³ за счет запасов полуострова Ямал, Штокмановского месторождения и месторождений Восточной Сибири [1]. Однако, локализация месторождений газа часто не совпадает с ведущими рынками его потребления. Страны, имеющие большие запасы газа и низкий внутренний спрос, нацелены на монетизацию своих газовых ресурсов [2].

В тех случаях, когда строительство трубопровода от поставщика к потребителю является экономически невыгодным, сжижение природного газа становится одним из путей достижения поставленной цели. Следует отметить, что единственный действующий крупнотоннажный завод по сжижению газа в России (Сахалин-2), а также проекты по строительству аналогичных заводов (Ямал СПГ, Печора СПГ, Арктик СПГ, Штокман СПГ) находятся в зонах холодного и арктического климата, который характеризуется определенными особенностями. Это резкие колебания температуры в течение года (летом может достигать +30 °С, зимой –40 °С), вечная мерзлота (промерзание грунта в течение 2000 лет), сильные ветра.

Сжиженный природный газ (СПГ) представляет собой жидкую многокомпонентную смесь легких углеводородов, основу которой составляет метан. Для получения СПГ природный газ вначале очищают от углекислого газа и сероводорода, затем осушают – удаляют влагу и очищают от ртути, затем отделяют фракцию С₃ и более тяжелые углеводороды. Оставшийся газообразный метан, в зависимости от требований к продукции по калорийности, может

в качестве примесей иметь 3–4 % этана, 2–3 % пропана, до 2 % бутанов и до 1,5 % азота. Если эту смесь метана с другими газами охладить примерно до температуры $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении чуть больше атмосферного (температура кипения чистого метана при атмосферном давлении $-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), то он превращается в жидкость [1].

Основные технологии получения сжиженного природного газа, которые нашли применение в промышленности [3]:

– классический каскадный процесс - процесс сжижения природного газа на трех чистых хладагентах: пропан, этилен и метан;

– модернизированный каскадный процесс (Conoco Philips) – отличие от классического каскада в том, что метановый цикл не замкнут;

– технологический процесс на однопоточном цикле со смешанным хладагентом TEALARC (Technip, Gazde Franceu L'Air Liquide) – цикл на основе смешанного хладагента (CX) в однопоточном цикле охлаждения;

– технологический процесс на однопоточном холодильном цикле PRICO® (Black & Veatch). Отличие от предыдущей технологии состоит в том, что в смеси хладагентов используется изопентан;

– SMR (Air Products and Chemicals Inc., Linde) – процесс с дроссельным циклом на CX с одним значением давления расширения и тремя температурными уровнями расширяемого хладагента;

– C₃MR (Air Products and Chemicals Inc.) – процесс с предварительным трехуровневым предварительным охлаждением пропаном и основным дроссельным циклом на CX с одним значением давления расширения и двумя температурными уровнями расширяемого хладагента;

– C₃MR Split MR (Air Products and Chemicals Inc.) – основное отличие процесса APCI C₃MR/SplitMR от процесса APCI C₃MR – оптимизированная конфигурация компрессоров и приводных газовых турбин;

– C₃MR AP-X (Air Products and Chemicals Inc.) – процесс с предварительным трехуровневым пропановым циклом, основным детандерно-дроссельным циклом на CX и криогенным детандерно-дроссельным циклом на чистом холодильном агенте (азот). Этот гибридный процесс производства СПГ разработан на базе известной технологии C₃MR;

– MFC (Statoil и Linde) – основана на применении трех отдельных контуров охлаждения со смешанными хладагентами;

– DMR (Shell) – процесс с предварительным трехуровневым циклом на первом CX и основным дроссельным циклом на втором CX с одним значением давления расширения и двумя температурными уровнями расширяемого хладагента;

– PMR (Shell) – процесс с одним циклом предварительного охлаждения и двумя параллельными циклами сжижения;

– DMR – Liquefin (AXENS) – отличие данного процесса от процесса DMR в том, что в цикле предварительного охлаждения смешанный хладагент испаряется на трех разных уровнях давления, а не на двух, как у процесса DMR.

Структура мирового опыта применения технологий сжижения природного газа приведена на рис. 1.

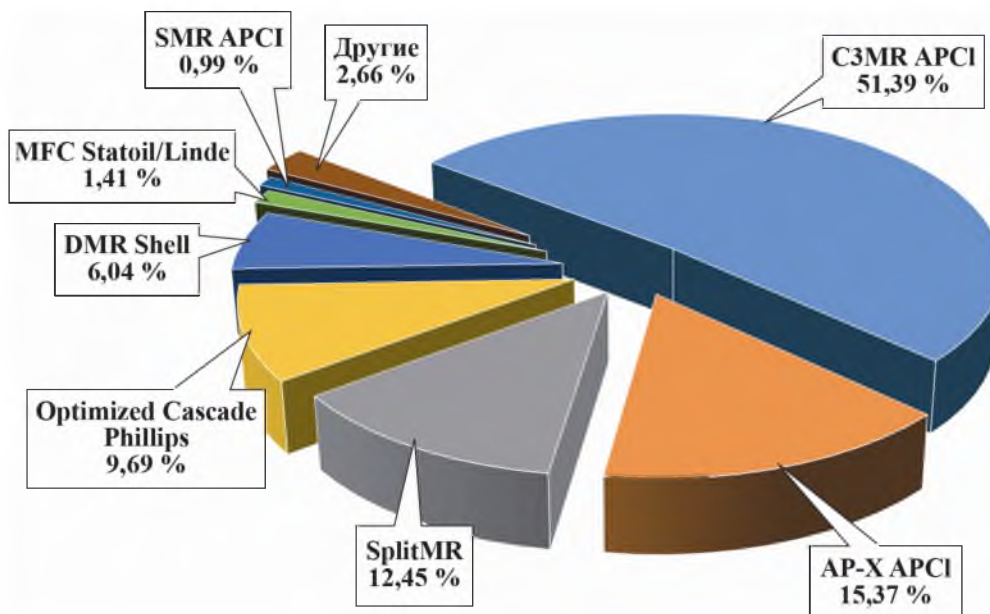


Рис. 1. Промышленное использование технологий сжижения природного газа в мире

Анализ информации по процессам сжижения газа показал, что большинство действующих заводов СПГ использует технологию смешанного хладагента с предварительным пропановым охлаждением. Разработчиком процесса является компания Air Products & Chemicals Inc (APCI). В настоящее время, после истечения срока действия ряда патентов APCI, лицензии на данную технологию, а также на ряд ее видоизменений, таких как параллельная система смешанного хладагента (PMR), предоставляет также компания Shell. Кроме того, компания APCI предлагает ряд видоизменений технологии смешанного хладагента с предварительным пропановым охлаждением – технологию Split MR™, и недавно разработанную технологию производства СПГ – AP-X™, позволяющую строить технологические линии производительностью свыше 5 млн т/год. Лицензии на каскадную технологию предоставляют несколько компаний, в том числе APCI и Shell, хотя единственный построенный за последнее время завод СПГ, который использует оптимизированную каскадную технологию, применяет лицензию компании ConocoPhillips. Технология двухконтурного охлаждения со смешанным хладагентом (DMR), первоначально предлагавшаяся Technip/Snamprogetti, теперь для новых проектов производства СПГ предоставляется IFP/Axens (Liquefin™). Лицензии на варианты технологии DMR предоставляются также компаниями APCI и Shell. Применение большинства процессов увязывается владельцами лицензий с обязательным применением основного оборудования, в число которого входят теплообменники, компрессоры и мощные газотурбинные или электрические приводы. Их требования ограничивают участие российских производителей.



Рис. 2. Действующие заводы по сжижению природного газа в мире [4]

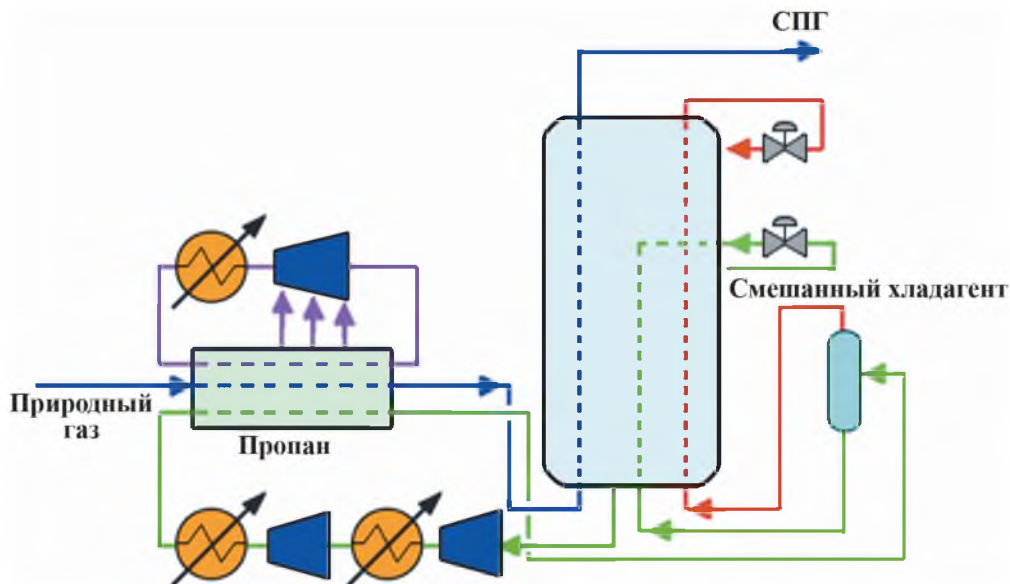
Из рис. 1 видно, что каждая второй завод по сжижению природного газа использует технологию C_3MR (APCI), еще четверть приходится на ее модификации (C_3MR Split MR, C_3MR AP-X). Однако данная статистика мало подходит для России, ведь большинство заводов, эксплуатируемых в мире, находится в субэкваториальном климате (рис. 2).

Последние проекты, находящиеся в условиях холодного климата: Сахалин-2, Snohvit – использовали технологии DMR и MFC, соответственно. Поэтому в данной статье для сравнения были взяты три технологии производства сжиженного природного газа: C_3MR , DMR, MFC.

Непосредственно процесс сжижения газа потребляет в зависимости от технологий и объемов от 15 до 30 % от общей энергетики. Таким образом, даже небольшое увеличение в эффективности сжижения природного газа улучшает конкурентоспособность и сокращает огромные энергетические затраты.

Технология сжижения смешанным хладагентом с предварительным охлаждением пропаном C_3MR (APCI) [5]. Принципиальная технологическая схема процесса приведена на рис. 3.

Система пропанового охлаждения использует четыре уровня давления для предварительного охлаждения как потока природного газа, так и потока СХ. Далее природный газ сжижается в нижней секции основного криогенного теплообменника и переохлаждается в верхней секции. Поток СХ направляется в сепаратор. Жидкость из сепаратора, тяжелый хладагент, переохлаждается в нижней секции теплообменника, дросселируется и поступает в межтрубную часть теплообменника. Газовый поток из сепаратора, легкий СХ, сжижается и переохлаждением в трубной части теплообменника дросселируется, после чего поступает в его межтрубную часть.

Рис. 3. Принципиальная технологическая схема процесса C₃MR [5]

Пропан на выходе из компрессора конденсируется воздухом или водой в пропановом конденсаторе.

Смешанный хладагент состоит из азота, метана, этана и пропана. После выхода из теплообменника он в виде насыщенного пара поступает в компрессор. Поток СПГ из теплообменника проходит через дроссельный клапан. Результирующий двухфазный поток проходит сепарацию в испарительной емкости. Этот процесс позволяет достичь приемлемой концентрации азота в СПГ. Температура СПГ, поступающего из теплообменника, контролируется для получения желаемого объема отпарного газа из испарительной емкости. Затем товарный СПГ подается в резервуар – хранилище СПГ.

Каскадный процесс с использованием смешанного хладагента MFC (Statoil и Linde) [5]. Эта технология основана на применении трех отдельных контуров охлаждения со смешанными хладагентами и выбрана для завода СПГ Snohvit производительностью 4,3 млн т/год.

Процесс включает три отдельных цикла охлаждения на смешанных хладагентах: предварительного охлаждения, сжижения и переохлаждения (рис. 4).

В цикле предварительного охлаждения теплообмен осуществляется в оребренных пластинчатых теплообменниках. Спирально-навитые трубчатые теплообменники используются в других циклах.

В цикле предварительного охлаждения дросселирование хладагента производится на двух ступенях давления. В циклах сжижения и переохлаждения хладагент дросселируется на одной ступени давления. В схеме предусмотрены

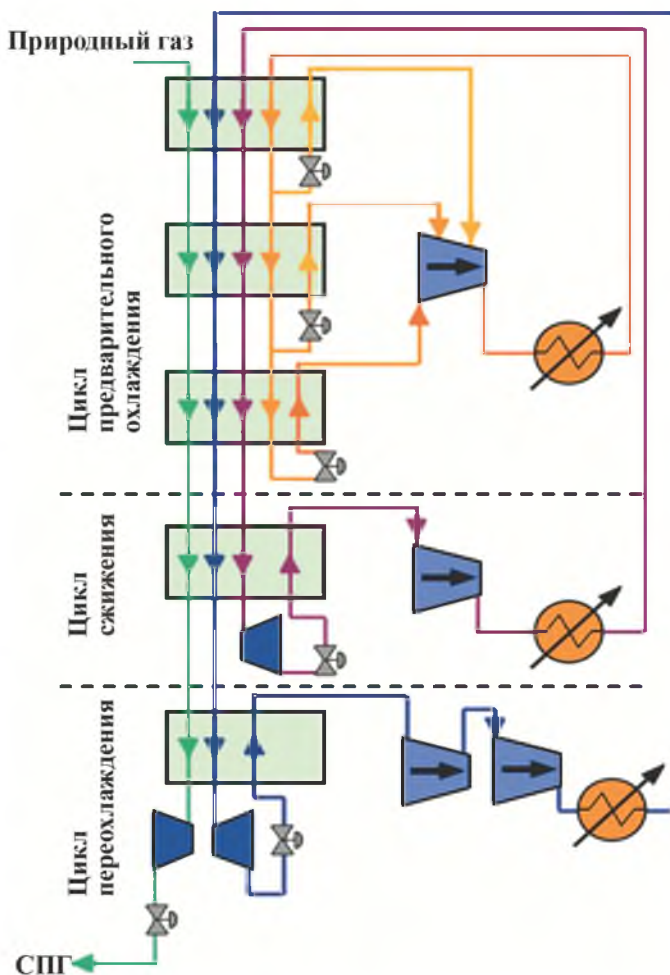


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема процесса MFC [5]

жидкостные турбодетандеры: один – на потоке СПГ, второй и третий – на потоках хладагента второго и третьего циклов.

Известно, что в цикле предварительного охлаждения используется смесь этан – пропан. Для других циклов в качестве хладагентов также были выбраны бинарные смеси: метан – этан и азот – метан.

На заводе СПГ «Snohvit» компании Statoil, размещено пять турбогенераторов LM 6000, обеспечивающих питание внутренней электросети с подачей резервного питания от местной сети. Внутренняя сеть обеспечивает подачу электроэнергии на отдельные электродвигатели с переменной частотой вращения, приводящие в движение компрессоры, общей мощностью от 50 до 60 МВт. Такой подход позволяет уйти от индивидуального подбора компрессоров хладагента и газовых турбин, что обеспечивает более высокую степень гибкости.

Технология двухконтурного охлаждения смешанным хладагентом DMR (SHELL) [6]. Технологический процесс сжижения DMR (double mixed refrigerant – хладагент двойного смешения) был разработан в 2002 году для средне- и крупнотоннажного производства с производительностью технологической линии 2–5 млн т/год (на Сахалине-2 – 4,8 млн т/год).

Технология предполагает использование двух потоков циркулирующего охладителя, представляющего собой смесь азота и легких углеводородов (обычно – метан, этан, пропан, изобутан, бутан): контур предварительного охлаждения и контур сжижения (рис. 5).

Сухой очищенный природный газ проходит предварительное охлаждение и частичную конденсацию в теплообменниках предварительного охлаждения с помощью смешанного хладагента I-й ступени и подается в теплую часть главного криогенного теплообменника (теплообменник III). Двухфазный поток поступает в сепаратор С1, где от него отделяются тяжелые компоненты.

Паровая фаза сепаратора С1 возвращается в криогенный теплообменник, где она охлаждается и конденсируется. Затем поток СПГ направляется в хранилище при температуре $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ и атмосферном давлении. Для отделения азота от СПГ используется сепаратор С3. Паровая фаза сепаратора С3, которая образуется при сбросе давления в дросселе, компримируется и используется в качестве топливного газа.

Жидкая фаза сепаратора С1 поступает на ГФУ. Пары смешанного хладагента СХ1 низкого давления из теплообменника II компримируются в компрессоре К1 и охлаждаются в промежуточном холодильнике, смешиваются с парами смешанного хладагента среднего давления из теплообменника I, компримируются в компрессоре и охлаждаются в воздушном концевом холодильнике. Хладагент СХ1 высокого давления частично конденсируется и делится на два потока. Первый поток после редуцирования в дросселе до среднего давления возвращается в теплообменник ТО1 и далее направляется на сжатие в компрессор. Второй поток поступает в теплообменник II, где конденсируется и переохлаждается. Перед возвратом в теплообменник II давление потока понижается на регулирующем клапане.

Потоки смешанного хладагента СХ1 полностью испаряются в теплообменниках предварительного охлаждения I и II перед возвратом в компрессор соответствующей ступени. Смешанный хладагент 2 низкого давления компримируется в компрессорах основного цикла с промежуточным охлаждением в аппаратах воздушного охлаждения (промежуточный и концевой олодильники). Дальнейшее охлаждение и частичная конденсация СХ2 высокого давления осуществляются потоком смешанного хладагента СХ1 в теплообменниках предварительного охлаждения I, II.

После предварительного охлаждения двухфазный поток смешанного хладагента СХ2 разделяется на «тяжелый» (жидкая фаза сепаратора С-2) и «легкий» СХ2 (паровая фаза сепаратора С-2). «Легкий» и «тяжелый» смешанный хладагент СХ2 подаются в теплую часть теплообменника III разными потоками.

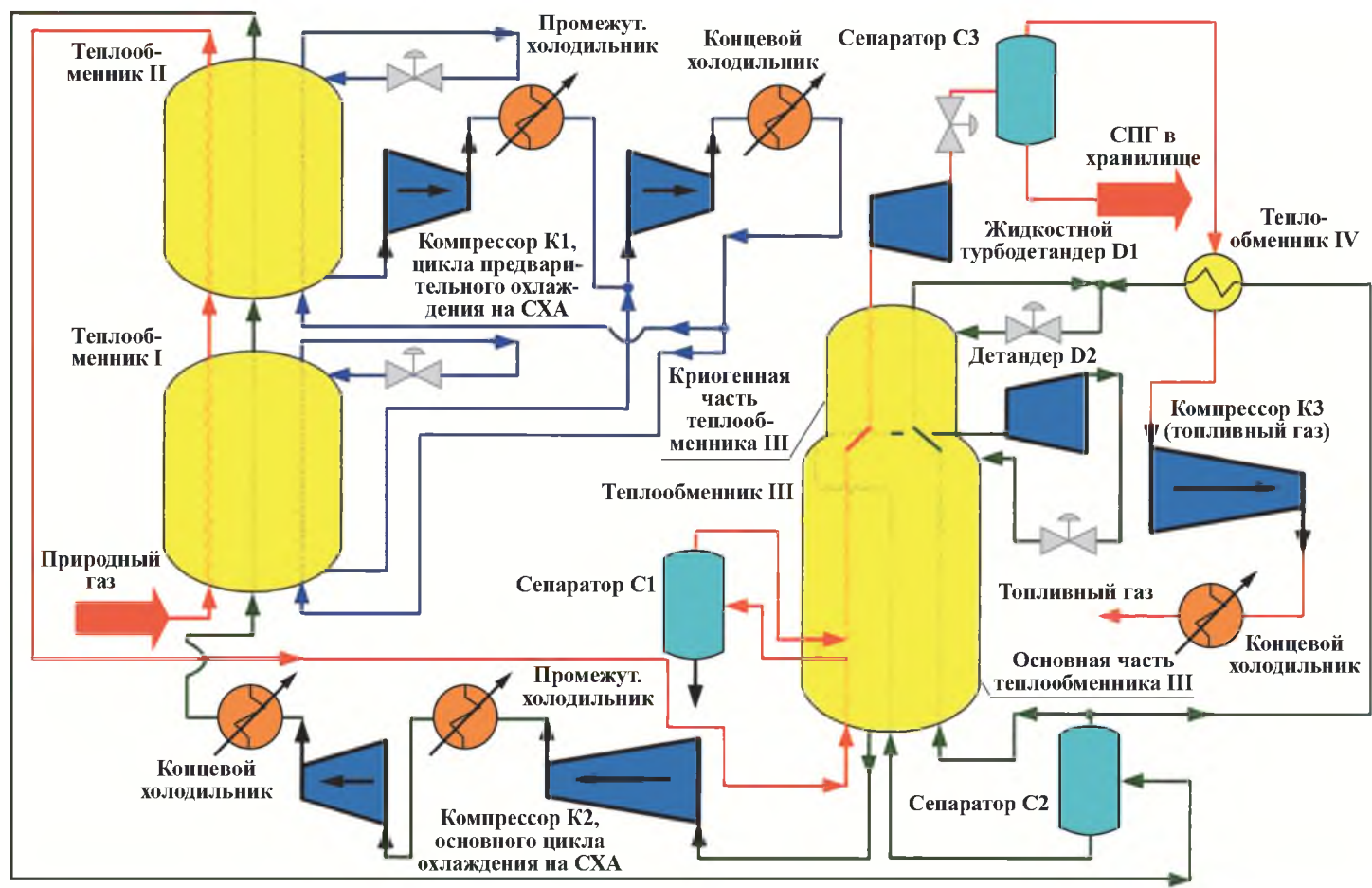


Рис. 5. Принципиальная технологическая схема процесса DMR [6]

«Легкий» смешанный хладагент («легкий» СХ) проходит теплую, холодную и криогенную части теплообменника, после чего его давление понижается на дросселе перед подачей в криогенную часть теплообменника III, где он переохлаждает СПГ и конденсирует природный газ.

«Тяжелый» смешанный хладагент («тяжелый» СХ) проходит теплую, холодную части теплообменника III, после чего его давление понижается на дросселе перед подачей в холодную часть теплообменника III, где он смешивается с «легким» СХ и конденсирует природный газ. Поток смешанного хладагента СХ низкого давления полностью испаряется и перегревается в теплой части теплообменника III перед возвратом в компрессор К2.

Моделирование процесса завода СПГ проводили с использованием программных комплексов оптимизации технологических процессов газопереработки. Термодинамические библиотеки и уравнения состояния, применяемые для подобных расчетов, подходят для реальных исследований технологических процессов.

Принципиальный состав газа не влияет на получение итоговых результатов при сравнении данных технологий, поэтому при расчетах использовался усредненный газ месторождений Сибири (табл. 1) [7].

Данный газ является жирным, с пониженным содержанием метана и избытком этана и пропана. Сырье подается на установку при температуре 0°C (в условиях арктического климата возможна и более низкая температура сырья, поступающего на установку), давлении 5 МПа. В качестве охлаждения используется окружающий воздух (наименьшие эксплуатационные затраты, экологические требования).

Результаты расчета представлены в табл. 2.

Принципиальное отличие каждой технологии сжижения заключается в выборе предварительного охлаждения, а также в выборе приводов для компрессорного оборудования (газотурбинный или электрический).

В технологии C₃MR в качестве предварительного охлаждения используется чистый хладагент – пропан, в отличие от двух других технологий, где охлаждение осуществляется смешанными хладагентами. Такая схема охлаждения позволяет получать сжиженный природный газ производительностью

Таблица 1

Состав природного газа

| Компонент | % моль | % масс. |
|------------------|--------|---------|
| Метан | 87,54 | 75,04 |
| Этан | 4,77 | 7,66 |
| Пропан | 2,94 | 6,93 |
| <i>i</i> -Бутан | 0,51 | 1,58 |
| <i>n</i> -Бутан | 0,55 | 1,71 |
| <i>i</i> -Пентан | 0,31 | 1,20 |
| <i>n</i> -Пентан | 0,35 | 1,35 |
| Азот | 3,03 | 4,54 |

Таблица 2

Показатели технологий сжижения газа на 1 кг [8]

| Наименование показателя | Единица измерения | Технологии | | |
|--|-------------------|-------------------|--------|--------|
| | | C ₃ MR | DMR | MFC |
| Затраты энергии в холодильных циклах | кВт·ч | 0,2377 | 0,2393 | 0,2712 |
| Суммарная тепловая нагрузка теплообменников | ккал/ч | 538 | 553 | 525 |
| Удельные капитальные затраты | Долл. США/т СПГ | 1,010 | 1,024 | 1,067 |
| Тепловая нагрузка на конденсатор | ккал/ч | 277 | 289 | 223 |
| Суммарная тепловая нагрузка теплообменников и конденсатора | ккал/ч | 816 | 842 | 747 |

5 млн т/год, причем выработка продукта равномерная на всем протяжении года (рис. 6, а).

Чаще всего, в качестве привода используется газотурбинный агрегат, который в условиях арктического климата выглядит более предпочтительным, нежели электрический, в качестве привода для компрессорного оборудования. Объясняется это доступностью газа в качестве топлива для газотурбинной установки, в то время как для электропривода требуется строительство собственной электростанции (где также необходимо использование газотурбинных агрегатов) и линий электроснабжения, что увеличивает капитальные затраты на строительство завода СПГ. Для технологии сжижения природного газа методом C₃MR характерно неравномерное распределение мощности компрессорной линии в течение года (см. рис. 6, б).

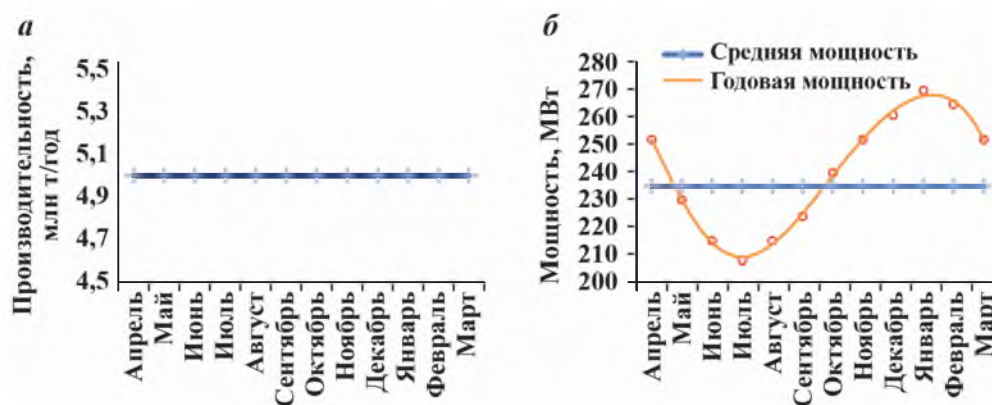


Рис. 6. Производительность завода сжиженного природного газа (а) и мощность цикла сжижения (б) по технологии C₃MR

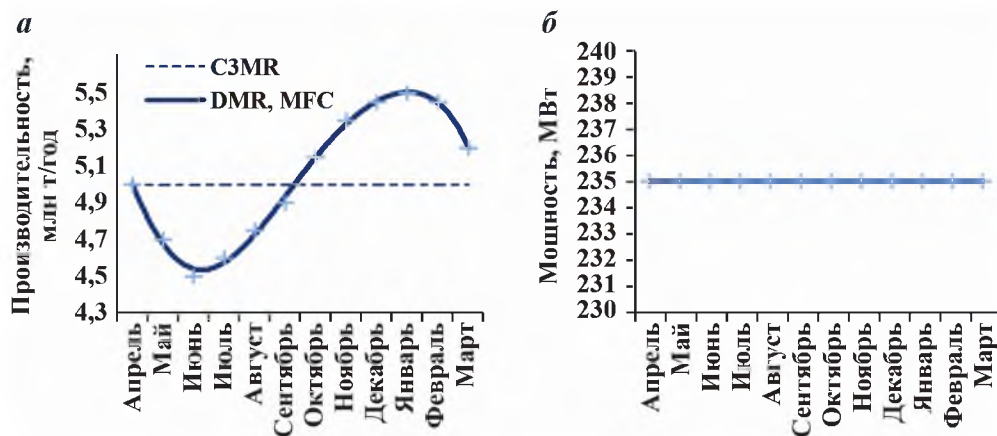


Рис. 7. Производительность завода сжиженного природного газа (а) и мощность цикла сжижения (б) по технологии DMR, MFC

К тому же на стадии предварительного охлаждения пропаном – сырье охлаждается до температуры $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, что приводит к фактически бесполезной работе этого блока (в зимний период работы установки).

В процессах DMR, MFC в блоке предварительного охлаждения используются смешанные хладагенты (этан, пропан, изобутан, изопентан), при этом поступающий на сжижение газ, как правило, на выходе имеет температуру $-(40-50)\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для этих технологий характерна разная среднемесячная производительность (рис. 7, а).

Из графика видно, что производительность сжиженного природного газа колеблется в зависимости от времени года и среднесуточной температуры окружающего воздуха. В условиях арктического климата, когда этот период будет совпадать со временем максимального спроса на энергоресурсы, а значит максимальной цены, можно получить дополнительную прибыль (спотовый рынок газа), которая при большой мощности завода (свыше 3,5 млн т/год) будет играть значительную роль в рентабельности проекта. При холодном климате в течение года процессы DMR и MFC позволяют увеличить производительность технологической линии с 5 до 5,5 млн т/год.

При использовании для компрессорного оборудования электрического привода появляется возможность регулирования производительности, поэтому мощность компрессорного блока постоянна на всем протяжении года (см. рис. 7, б).

К тому же, по нашим оценкам, минимальная стоимость капитальных вложений в строительство завода по сжижению природного газа в условиях арктического климата (см. табл. 1), увеличится как минимум на 10–15 %, в зависимости от различных условий. Данные представлены в табл. 3.

В заключение стоит отметить, что по технологии DMR работает завод по сжижению газа в России «Сахалин-2», а по технологии MFC в 2008 г. был за-

Таблица 3

Показатели технологий сжижения газа на 1 кг в арктическом климате

| Наименование показателя | Единица измерения | Технологии | | |
|--|-------------------|-------------------|-------|-------|
| | | C ₃ MR | DMR | MFC |
| Затраты энергии в холодильных циклах | кВт·час | 0,214 | 0,215 | 0,244 |
| Суммарная тепловая нагрузка теплообменников | ккал/час | 485 | 498 | 473 |
| Удельные капитальные затраты | Долл. США/т СПГ | 1,161 | 1,177 | 1,227 |
| Тепловая нагрузка на конденсатор | ккал/ч | 251 | 260 | 201 |
| Суммарная тепловая нагрузка теплообменников и конденсатора | ккал/ч | 736 | 758 | 674 |

пущен завод в Норвегии «Snohvit», также работающий в условиях северного климата. Целесообразность использования в условиях холодного климата технологии C₃MR остается под большим вопросом. Так в марте 2016 г. Kvaerner подготовил концепцию СПГ-завода для «НОВАТЭКа» на Гыдане (Арктик СПГ) на основе технологий немецкой Linde и американской APCI [9]. Учитывая тот факт, что большую часть референс-листа компании Linde составляют технологии Limut (SMR) и MFC, можно сделать вывод, что владельцы проекта имеют ряд сомнений применения технологии C₃MR, в числе описанных выше.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата/ И.А. Голубева, В.М. Клоев, И.А. Баканев, Е.П. Дубровина//Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 73–78.
3. Лазарев Л.Я. Сжиженный природный газ – топливо и энергоноситель. – М.: НПКФ «ЭКИП». – 2006. – 205 с.
4. Мещерин И.В., Журавлев Д.В. Сравнительный анализ процессов сжижения природного газа//Газовая промышленность. – 2008. – № 1 (614). – С. 90–93.
5. Морская транспортировка газа/И.В. Мещерин, И.А. Ким, Н.А. Чукова, А.Н. Чернов и др. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 427 с.
6. Мещерин И.В. Альтернативные методы транспорта газа на рынки и их диверсификация. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 280 с.
7. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. – М.: Изд. «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.
8. Крупномасштабное производство сжиженного природного газа: Учеб. пособие для вузов/В.С. Вовк, Б.А. Никитин, А.Г. Гречко, Д.А. Удалов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2011. – 243 с.
9. Подготовлена концепция СПГ-завода «НОВАТЭКа» на Ямале. 16.03.2016. URL: <http://www.interfax.ru/business/498675> (дата обращения 25.03.2016)

REFERENCES

1. Fedorova E.B. Sovremennoe sostoyanie i razvitie mirovoy industrii szhizhennogo prirodnogo gaza: tekhnologii i oborudovanie [*Current status and development of the world industry of liquefied natural gas: technology and equipment*]. M.: RGU нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, 159 p.
2. Golubeva I.A., Klyuev V.M., Bakanev I.A., Dubrovina E.P. Features of technology of liquefaction of natural gas in the arctic climate. *Gazovaya promyshlennost'*, 2016, no. 1, p.73–78 (in Russian).
3. Lazarev L.Ya. Szhizhenny prirodnny gaz – toplivo i energonositel' [*Liquefied natural gas - fuel and energy*]. M.: NPKF "EKIP", 2006, 205 p.
4. Meshcherin I.V., Zhuravlev D.V. Comparative analysis of the natural gas liquefaction processes. *Gazovaya promyshlennost'*, 2008, no. 1 (614), p. 90–93 (in Russian).
5. Meshcherin I.V., Kim I.A., Chukova N.A., Chernov A.N. Morskaya transportirovka gaza [*Sea transportation of gas*]. M.: VNIIGAZ, 2009. 427 p.
6. Meshcherin I.V. Al'ternativnye metody transporta gaza na rynki i ikh diversifikatsiya [*Alternative methods of transport of gas to the markets and their diversification*]. M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011, 280 p.
7. Rachevskiy B. S. Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy [*Liquefied petroleum gas*]. M.: Izd. "NEFT' I GAZ", 2009, 640 p.
8. Vovk V.S., Nikitin B.A., Grechko A.G., Udalov D.A. Krupnomasshtabnoe proizvodstvo szhizhennogo prirodnogo gaza: Ucheb. Posobie dlya vuzov [*Large-scale production of liquefied natural gas: Textbook for High Schools*]. M.: Izdatelskiy dom Nedra, 2011, 243 p.
9. Podgotovlena kontseptsiya SPG-zavoda "NOVATEKa" na Yamale (*Prepared concept of the LNG plant "NOVATEK" in Yamal*) Available at: <http://www.interfax.ru/business/498675> (accessed 25 March 2016).

Игорь Викторович МЕЩЕРИН окончил Ленинградский инженерно-строительный институт, кандидат технических наук, доцент кафедры газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Специалист в области процессов сжижения природного газа. Автор более 100 научных публикаций.

Igor V. MESHCHERIN graduated Leningrad Institute of Civil Engineering, Ph.D., docent of the Gas chemistry Department of Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas. Specialist in LNG processes. He is the author of more than 100 scientific publications.

E-mail: mescherin@bk.ru

Антон Николаевич НАСТИН окончил РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, инженер-технолог по переработке газа и газового конденсата. Магистрант кафедры газохимии программы «Технология производства гелия и сжиженного природного газа» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Anton N. NASTIN graduated Gubkin University, engineer processing of gas and gas condensate. Master chair of chemistry, speciality helium production technology and liquefied natural gas of Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas.

E-mail: anton-nastin@mail.ru