

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАСКАДНОГО ЦИКЛА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

УДК 533.24:621.59

И.В. Мещерин, к.т.н., доцент, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия), mescherin@bk.ru

Н.В. Хлыбов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», kito98@ya.ru

В статье описываются проблемы применения технологических процессов сжижения природного газа на Крайнем Севере России на примере проекта «Ямал СПГ». На основе результатов анализа достоинств и недостатков используемых технологий выявляются общие закономерности развития крупнотоннажных процессов и предлагается альтернативная схема производства сжиженного природного газа.

Построены модели описываемых технологических линий, проведено их краткое конструктивное сравнение, сопоставлены энергетические затраты в условиях различных нагрузок по сырью и температур окружающей среды. Последнее наиболее актуально для п-ова Ямал, для климата которого характерен широкий диапазон температур воздуха летом и зимой. По построенным графикам установлены зависимости между эффективностью циклов сжижения природного газа и технологическими характеристиками процессов. Выявлены особенности, которые позволят повысить энергоэффективность разрабатываемых технологий в арктических условиях, такие как тип главного криогенного теплообменника, используемый привод компрессоров и применяемые хладагенты.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СПГ, ПРОИЗВОДСТВО СПГ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ, КАСКАДНЫЙ ЦИКЛ.

С увеличением населения Земли растет потребность в энергоресурсах и топливе. По оценкам экспертов, к 2070 г. человечеству будет требоваться как минимум на 50 % больше энергии, чем в настоящее время. Происходит активный поиск новых источников, в том числе возобновляемых. Ожидается, что намечающаяся тенденция к переходу на более чистые энергетические ресурсы в целях уменьшения углеродного следа продолжит усиливаться [1]. При этом известно, что при сжигании природного газа (ПГ) образуется меньше углекислого газа, чем при использовании нефти или угля, поэтому их замена метаном способна снизить парниковое воздействие на планету. В связи с ростом потребности в ПГ в странах, находящихся на удалении от его источников, увеличивается количество проектов

по сжижению по всему миру [2], развивается нетрубопроводный метод доставки ПГ потребителю [3, 4]. Промышленное применение на сегодняшний день нашли несколько технологических процессов производства сжиженного природного газа (СПГ), хотя разработок и запатентованных способов в отрасли большое количество.

Ретроспективный анализ последовательной эволюции технологий сжижения ПГ показывает, что инженеры всегда искали пути снижения себестоимости конечного продукта и с этой целью одновременно решали две задачи:

- повышения термодинамической эффективности процессов;
- снижения удельной металлоемкости задействованного оборудования.

Основные тенденции инженерной практики при достижении

указанных целей можно кратко сформулировать так:

- повышение производительности технологической линии;
- каскадный принцип построения технологических схем;
- снижение количества контуров охлаждения;
- переход от чистых хладагентов к смешанным;
- применение газотурбинных приводов большой мощности;
- установка на одном валу компрессоров и электрогенераторов;
- переход от спирально-навитых к пластинчато-ребристым теплообменникам.

На рис. 1 изображена эволюция технологических линий сжижения ПГ [5].

Можно проследить, что от каскадных циклов на хладагентах, состоящих из индивидуальных веществ, произошел постепенный переход

I.V. Mescherin, PhD in Engineering, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University” (Moscow, Russia), mescherin@bk.ru

N.V. Khlybov, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, kito98@ya.ru

Efficiency increasing of the cascade cycle of natural gas liquefaction under the arctic conditions

The article considers the problems that arise when applying technological processes of natural gas liquefaction in the Far North of Russia on the example of the Yamal LNG project. Based on the results of the advantages and disadvantages analysis of the technologies applied, general patterns of development of large-capacity processes are identified and an alternative scheme for the liquefied natural gas production is proposed.

The models of the described technological trends are built, their brief structural comparison is carried out, energy costs are compared under conditions of various raw materials loads and ambient temperatures. The latter is most relevant for the Yamal Peninsula, the climate of which is characterized by a wide range of air temperatures in summer and winter. According to the constructed graphs, the relationships between the efficiency of natural gas liquefaction cycles and the technological characteristics of the processes are revealed. The features have been identified that will improve the energy efficiency of the developed technologies in arctic conditions, such as the type of the main cryogenic heat exchanger, the compressor drive used, and the refrigerants used.

KEYWORDS: LIQUEFIED NATURAL GAS, LNG, LNG PRODUCTION, TECHNOLOGY PROCESS, COMPARISON OF TECHNOLOGIES, CASCADE CYCLE.

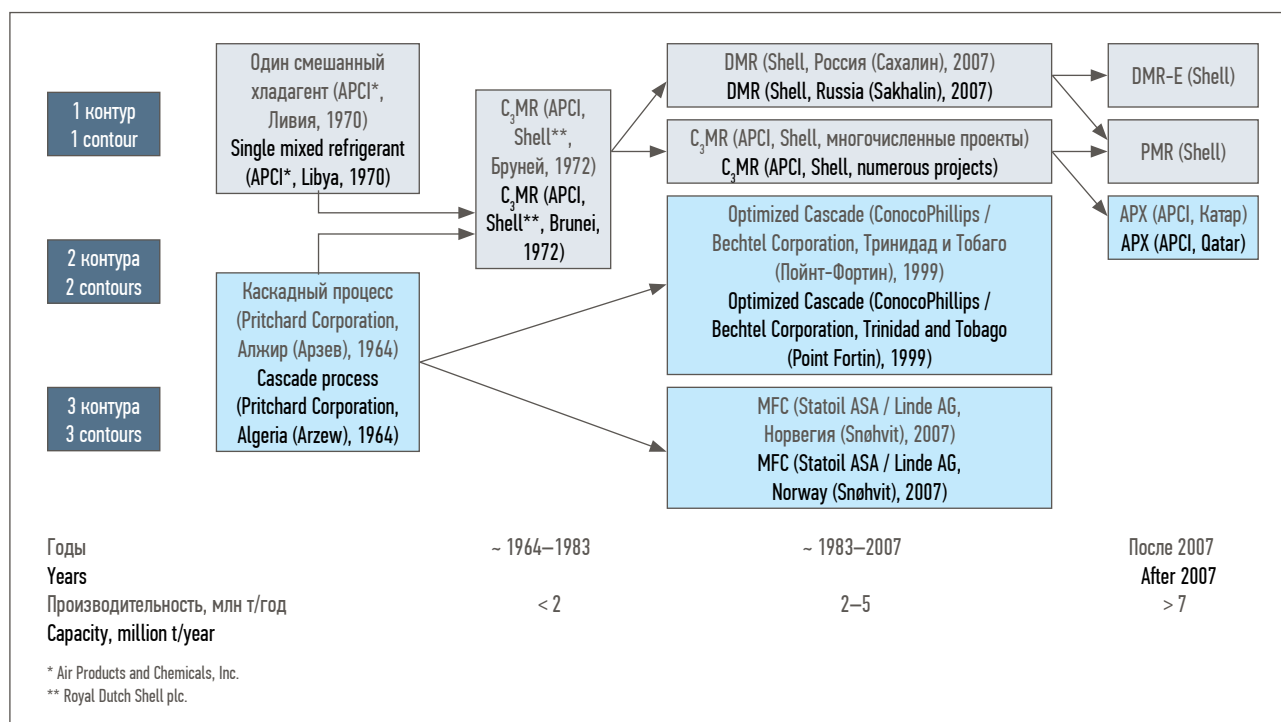


Рис. 1. Эволюция крупнотоннажных процессов сжижения ПГ [5]

Fig. 1. Evolution of large-capacity natural gas liquefaction processes [5]

к циклам со смешанными хладагентами [6]. На рис. 2 изображены кривые охлаждения ПГ и смешанного хладагента (начиная с зоны сжижения, обозначенной пунктирной линией), а также ступенчатая линия, показывающая охлаждение при использовании каскада из трех хладагентов как индивидуальных веществ (пропан, этилен и метан).

Предварительное охлаждение пропаном, предложенное

Koninklijke Philips N.V. и использованное APCI (рис. 2), в ряде более поздних технологических процессов осуществляется смешанным хладагентом. Термодинамически последний использовать выгоднее в силу ухода от дискретного процесса на чистых хладагентах и, как следствие, более близкого расположения кривых охлаждения хладагента и ПГ, что означает минимизацию разницы температур

между теплообменивающимися потоками [6]. Это сокращение приводит к увеличению поверхности теплообмена и уменьшению потребления энергии компрессорами. Классический каскадный процесс сжижения приближается к кривой ПГ за счет использования нескольких индивидуальных хладагентов, однако использование более трех холодильных циклов и увеличение контуров снижения

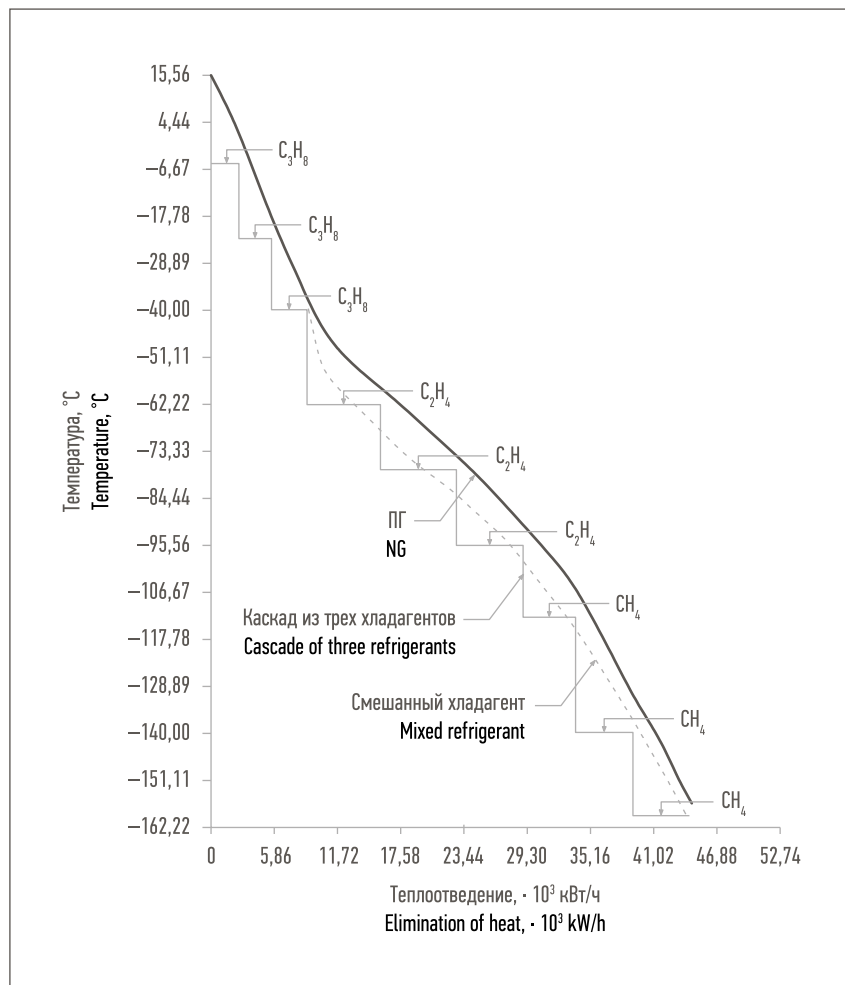


Рис. 2. Кривые охлаждения ПГ, смешанного хладагента и каскада из трех хладагентов [7]
Fig. 2 Curves of cooling of natural gas (NG), mixed refrigerant, and cascade of three refrigerants [7]

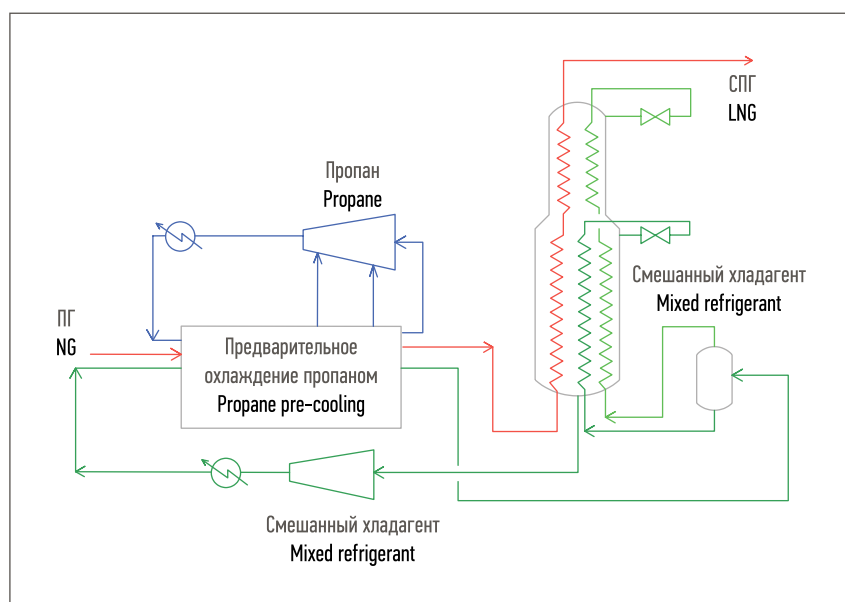


Рис. 3. Принципиальная схема процесса C_3MR [11]
Fig. 3. Principal diagram of C_3MR process, where LNG is liquefied natural gas [11]

давления сильно сказываются на капитальных и эксплуатационных затратах и усложняют управление процессом [7, 8].

В рамках данного исследования на примере завода компании ОАО «Ямал СПГ», где используются две технологии сжижения ПГ – C_3MR лицензиара APCI и «Арктический каскад» собственной разработки ПАО «НОВАТЭК» [9], предпринята попытка проследить, насколько эти процессы соответствуют основным мировым тенденциям развития крупнотоннажного производства СПГ. Подробно не рассматриваются технологии MFC (mixed fluid cascade) от Linde AG и DMR (Shell), а также не проводится их сравнение с другими процессами в силу того, что, по мнению авторов статьи, они изначально соответствуют мировым тенденциям развития крупнотоннажного производства СПГ и инженерно оправданному выбору технологии в холодном климате.

Авторы полагают, что с технологической точки зрения (не касаясь вопросов логистики и сбыта СПГ) среднетоннажных процессов сжижения не существует. По принципам построения схем, использованию открытых процессов сжижения и азотных циклов, мощностному ряду применяемого оборудования и особенностям организации строительства можно обособить малотоннажные (до 40–60 тыс. т/год на одной линии) и крупнотоннажные (все, что более производительны) способы. Эта классификация опирается на то, что схемы малотоннажных процессов сжижения ПГ принципиально отличаются от схем, которые принято называть средне-, крупно- или многотоннажными, и не подкрепляются мерами государственной поддержки в России [10]. В основном малотоннажные технологии базируются на открытых и азотных циклах, а также на одноконтурных процессах со смешанными хладагентами и получении холода за счет использования

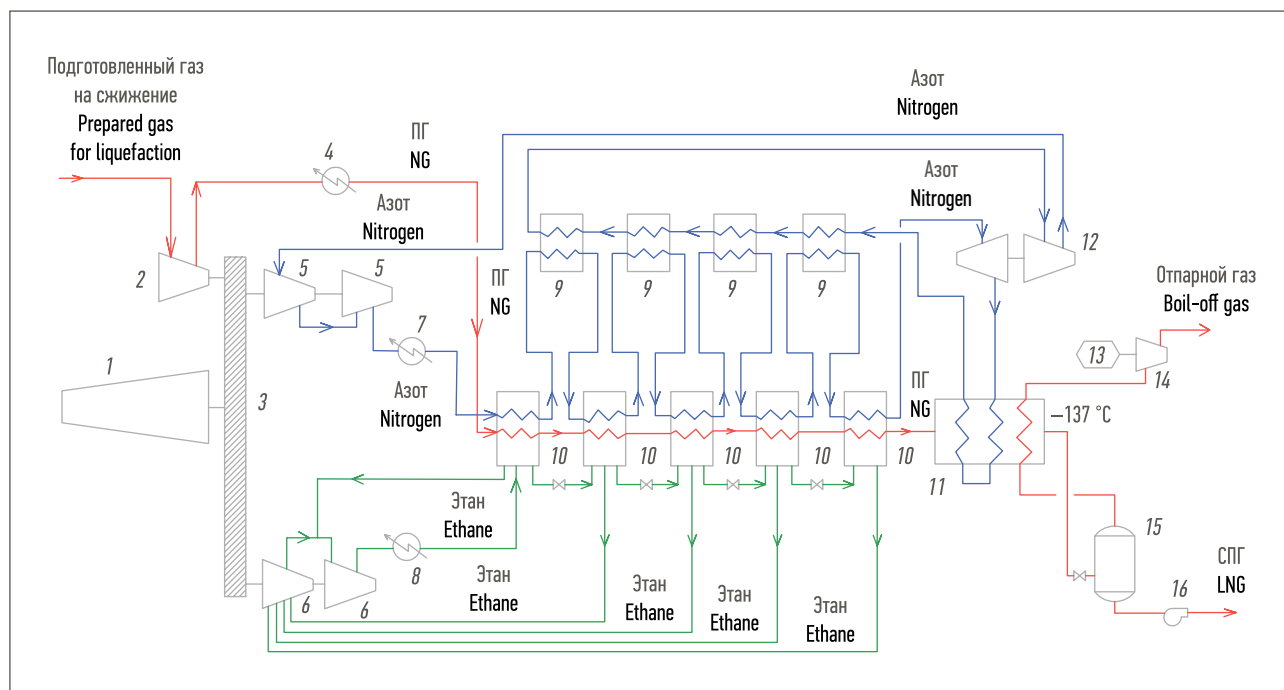


Рис. 4. Принципиальная схема процесса «Арктический каскад» [12]: 1 – газотурбинный двигатель; 2 – компрессор ПГ; 3 – мультипликатор; 4, 7, 8 – аппараты воздушного охлаждения; 5 – компрессор азота; 6 – компрессор этана; 9 – теплообменник «азот – азот»; 10 – испаритель этана; 11 – теплообменник переохлаждения; 12 – детандер-компрессорный агрегат; 13 – электродвигатель; 14 – компрессор отпарного газа; 15 – сепаратор; 16 – насос СПГ

Fig. 4. Schematic diagram of the “Arctic cascade” technology [12]: 1 – gas turbine engine; 2 – NG compressor; 3 – multiplier; 4, 7, 8 – air coolers; 5 – nitrogen compressor; 6 – ethane compressor; 9 – nitrogen – nitrogen heat exchanger; 10 – ethane evaporator; 11 – sub-cooling heat exchanger; 12 – expander-compressor unit; 13 – electric motor; 14 – boil-off gas compressor; 15 – separator; 16 – LNG pump

детандеров. Среднетоннажные технологии используют закрытые циклы и по принципам построения конгруэнтны крупнотоннажным в несколько уменьшенном масштабе.

Абсолютное большинство заводов по сжижению ПГ расположено в климатических зонах с круглогодичными положительными температурами воздуха. На данный момент наиболее широко в мире применяется технология C_3MR (рис. 3) [11]. В ней используется контур предварительного охлаждения ПГ пропаном, а также контур сжижения смешанным хладагентом. Использование пропана в теплых странах оправдано климатическими условиями. Среднегодовая температура там редко опускается ниже 20 °C, а в самые жаркие месяцы доходит до 50 °C. Пропан дает необходимое количество холода при низких энергозатратах на нагнетание и охлаждение технологических потоков, примерно

до –34 °C. К тому же процесс востребован за счет своей тиражируемости и детальной технологической отработанности.

Технология C_3MR описывается следующими преимуществами относительно классических и модифицированных каскадных циклов [7, 8]:

- эксплуатационная гибкость;
- использование меньшего количества единиц оборудования;
- меньшая разница температур потоков в теплообменниках;
- возможность регулировать состав смешанного хладагента в зависимости от различных условий.

В отличие от C_3MR , технология «Арктический каскад» (рис. 4) была специально разработана в целях повышения эффективности холодильных циклов именно в арктических условиях. В качестве хладагентов в ней двумя отдельными циклами задействованы этан и азот. В процессе вместо

многопоточных витых теплообменников используются простые испарители [12].

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЗУЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

На основании теоретических данных можно предположить, что при использовании модификации технологии C_3MR в арктических широтах будет наблюдаться недостаточная эффективность цикла предварительного охлаждения пропаном [5]. Произойдет это вследствие того, что температура воздуха, летом стабильно превышающая 20 °C, зимой зачастую опускается ниже –30 °C. Анализ показывает: по мере уменьшения разницы температур охлаждаемого потока ПГ и пропанового хладагента все большее количество энергии затрачивается на нагнетание и циркуляцию пропана, причем основная часть этой энергии расходуется на охлаждение потока смешанного хладагента второго

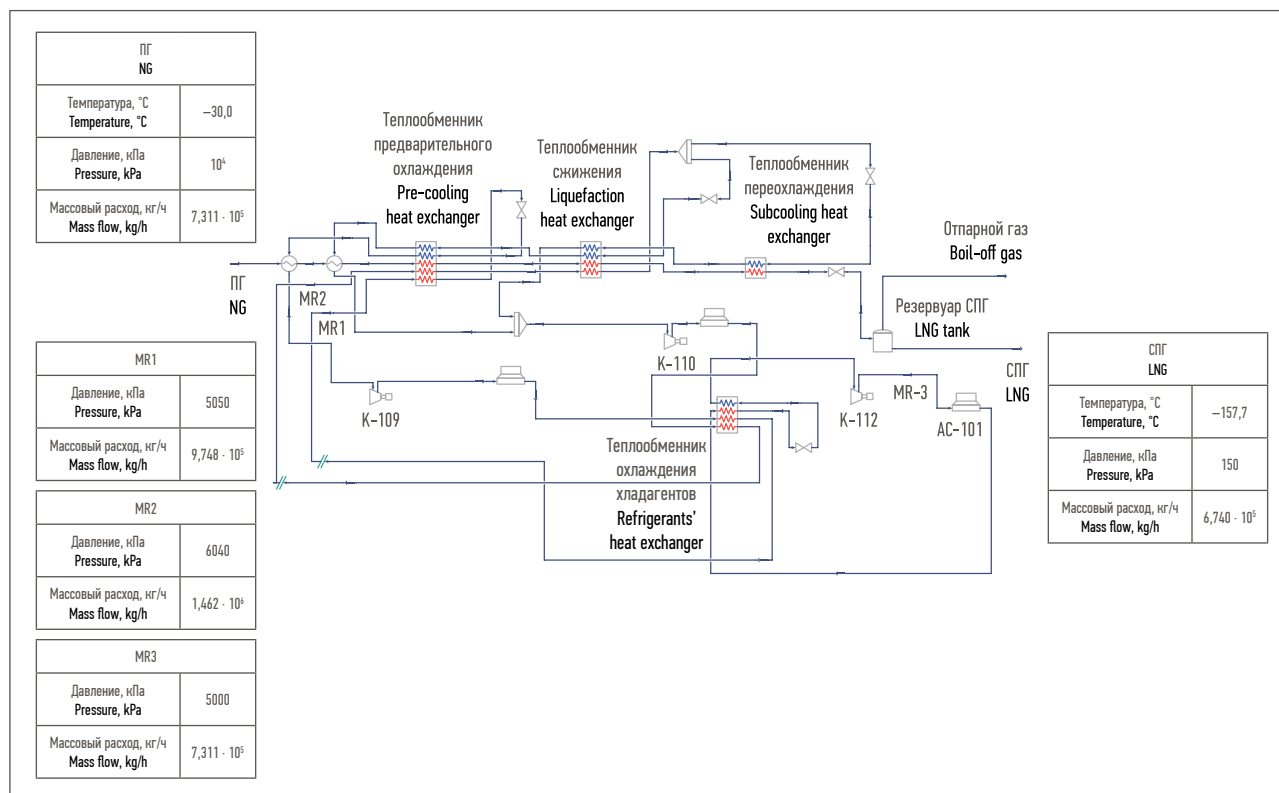


Рис. 5. Принципиальная схема альтернативной технологии сжижения ПГ, где AC-101 – аппарат воздушного охлаждения; K-109, K-110, K-112 – компрессоры; MR1 – MR3 – смешанные хладагенты

Fig. 5. Schematic diagram of alternative NG liquefaction technology, where AC-101 – air cooler; K-109, K-110, K-112 – compressors; MR1 – MR3 – mixed refrigerants

контура, а не сырьевого ПГ. Не исключены ситуации, когда температура последнего оказывается ниже, чем жидкого пропана [13]. Реализовать диапазон частотного регулирования компрессоров от нуля оборотов до максимального можно только с использованием электропривода.

Таким образом, исходя из опыта, логично предположить, что выбор технологии C_3MR на первом российском СПГ-заводе за полярным кругом был сделан не на основе термодинамического анализа, а по принципам, принятым для организации банковского финансирования, т.е. в силу большей распространенности данного процесса на рынке и его многолетней истории (так называемая наилучшая доступная технология).

В качестве цели «Арктического каскада» изначально заявлялось повышение эффективности работы именно в холодные месяцы года [14]. Важно также было импортозамеще-

ние, так как для отечественной технологии используется российское криогенное оборудование, а для C_3MR обязательны поставки импортного сертифицированного, часть из которого производится лицензиаром.

Интересно, что в «Арктическом каскаде» работа цикла предварительного охлаждения построена по принципам, схожим с C_3MR , только вместо пропана в качестве хладагента используется этан. Авторские расчеты показывают, что в холодные месяцы затраты на ожижение этана ниже, а его холодопроизводительность гораздо больше, чем у пропана. В цикле сжижения «Арктический каскад» использует азот, который ожижается при гораздо более низких температурах, чем смешанный хладагент, применяемый в C_3MR .

По сравнению с C_3MR ситуация противоположна, так как технология «Арктический каскад», использующая два чистых хлад-

агента с неизменными характеристиками, предполагает работу с низкой эффективностью не в зимний, а в летний период года, когда температура на п-ове Ямал может достигать 25 °C и более.

Анализ технологической схемы «Арктический каскад» показывает, что в этом процессе задействовано значительное количество оборудования (теплообменников и компрессоров) при относительно небольшой производительности по СПГ. Кроме того, некоторые узлы, например, мультипликатор для передачи энергии с привода на компрессоры, характеризуются повышенной сложностью. С учетом параметров основного криогенного теплообменника высотой 42 м можно предположить, что достигается предельная поверхность теплообмена, доступная в условиях завода-изготовителя.

Опыт компании «Сахалин энерджи инвестмент компани ЛТД.», которая эксплуатирует завод с про-

Коммуникация в эпоху цифровизации

Уникальная и проверенная информация
в вашем смартфоне



Подписывайтесь на аккаунт @neftegaz_territory
в социальной сети Instagram



@NEFTEGAZ_TERRITORY

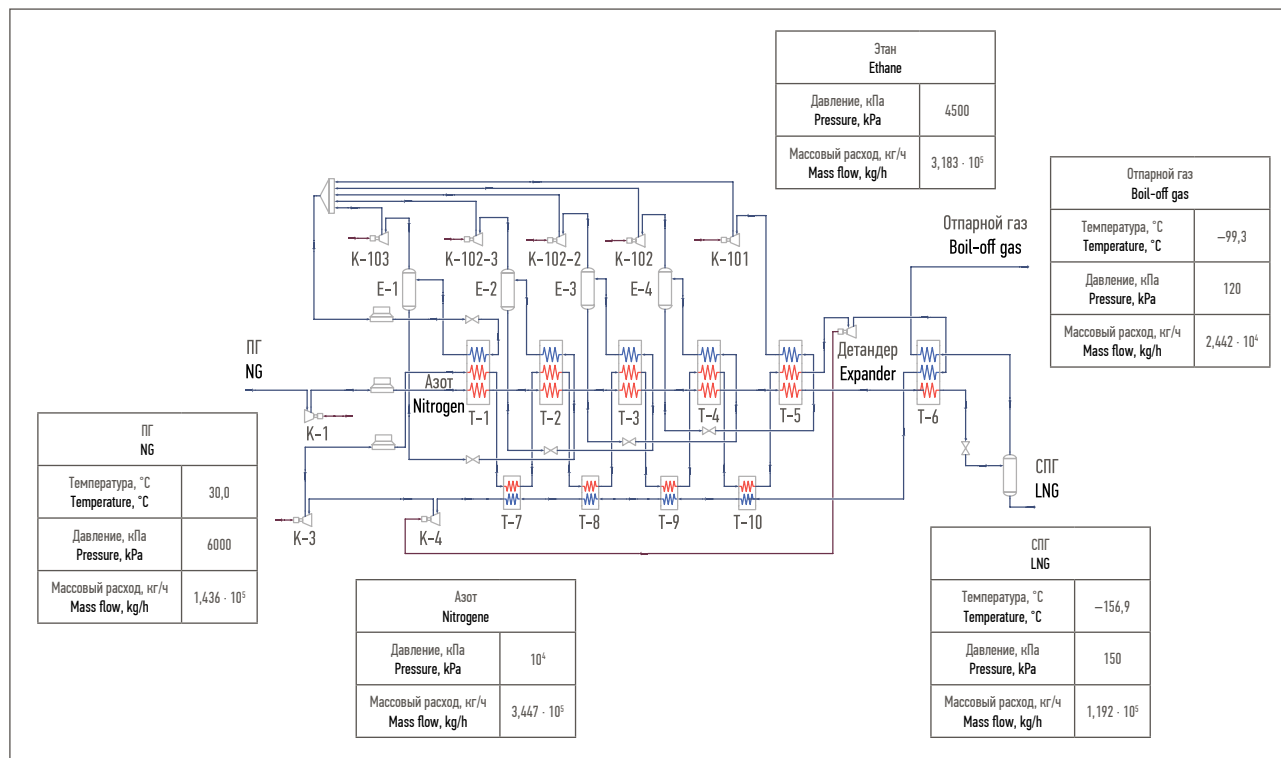


Рис. 6. Принципиальная схема технологии «Арктический каскад», где E-1 – E-4 – сепараторы; K-1, K-3, K-4, K-101, K-102, K-102-2, K-102-3, K-103 – компрессоры; T-1 – T-10 – теплообменники
Fig. 6. Schematic diagram of the "Arctic cascade" technology, where E-1 – E-4 – separators; K-1, K-3, K-4, K-101, K-102, K-102-2, K-102-3, K-103 – compressors; T-1 – T-10 – heat exchangers

цессом DMR, показывает высокую эффективность использования смешанных хладагентов в обоих циклах – предварительного охлаждения и сжижения. Сначала в работу вступает более тяжелый хладагент, а затем более легкий, оживающий ПГ. При этом в зависимости от значений температуры окружающей среды оба хладагента можно утяжелить или облегчить, изменяя пропорции газов в смеси.

Технология MFC теоретически довольно удачна. Однако ее практическое применение сопровождалось рядом ошибок, основные из которых были допущены при проектировании теплообменников завода Snøhvit оператора Statoil ASA на о-ве Мелкоя в Норвегии. На предприятии постоянно возникали технические проблемы, особенно зимой из-за сильных холодов [15]. Завод СПГ сталкивался с рядом производственных проблем с момента его ввода в эксплуатацию в августе 2007 г., при этом останавливая производ-

ство несколько раз за первые два года работы, а также в 2012, 2014 гг. и т.д. [16, 17].

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

В целях более эффективного использования холодного климата и с учетом аналитических данных о применяемых на заводе «Ямал СПГ» технологиях для арктических условий предлагается альтернативная схема производства СПГ (рис. 5).

В ней используются три смешанных хладагента (MR1, MR2, MR3), состав каждого из которых можно корректировать с учетом температуры окружающего воздуха. Первые два хладагента состоят из смесей метана, этана, пропана и азота в различных концентрациях: первый тяжелее (предполагается для предварительного охлаждения), а второй легче (для сжижения и переохлаждения). Третий применяется только для охлаждения первых двух и напрямую поток

сырьевого ПГ не охлаждает. Он состоит из смеси этана и пропана, концентрации которых тоже можно регулировать: летом увеличить долю пропана, а зимой – этана.

Хладагент MR2 после охлаждения разделяется на два потока, первый из которых охлаждает ПГ на стадии сжижения, а второй – на стадии переохлаждения. Обе стадии могут протекать в одном витом криогенном теплообменнике или в двух пластинчато-ребристых теплообменниках. Первый поток после сжижения забирает тепло при предохлаждении, а второй после переохлаждения уводит остатки тепла при сжижении. В итоге образуется СПГ с температурой $-161,5$ °C и давлением 130 кПа. Расчетная степень оживаения исходного сырьевого потока при стабильном режиме работы достигает 99 %. Отпарной тощий газ можно использовать как топливо газотурбинных установок.

Приведенные характеристики позволяют получать СПГ при доста-

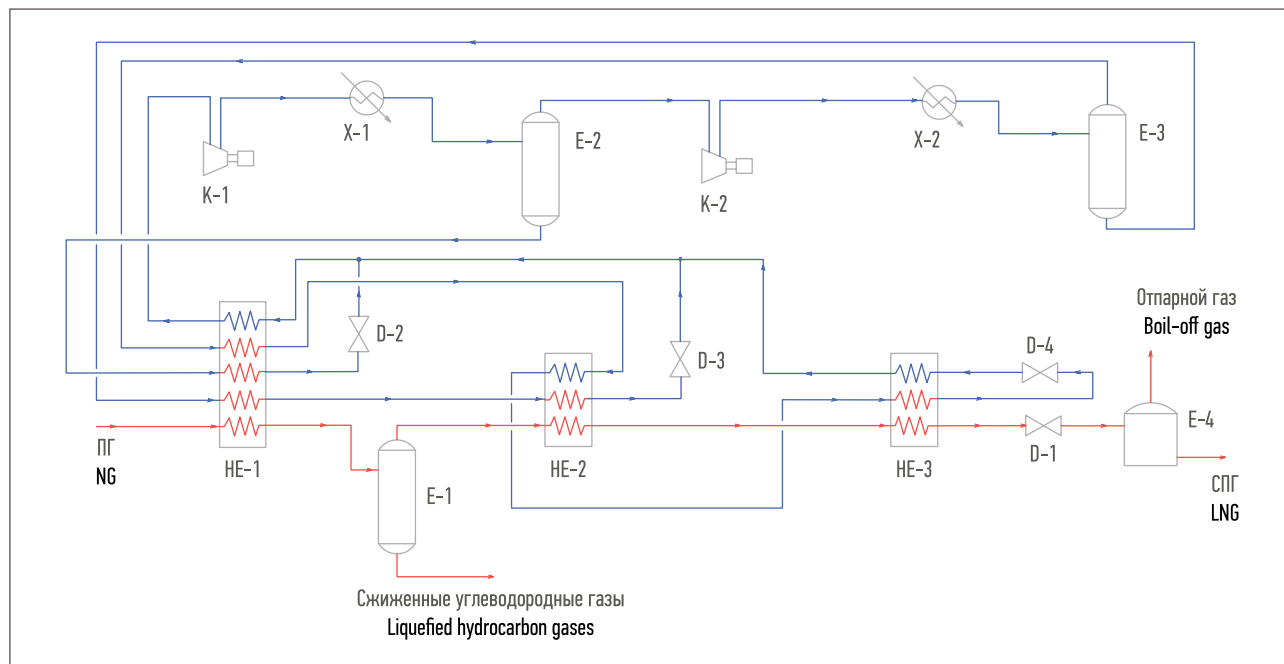


Рис. 7. Принципиальная схема технологии Smartfin, где D-1 – D-4 – дроссели; K-1, K-2 – компрессоры; TO-1 – TO-3 – теплообменники; X-1, X-2 – аппараты воздушного охлаждения; E-1 – E-3 – сепараторы; E-4 – резервуар СПГ
Fig. 7. Schematic diagram of Smartfin technology, where D-1 – D-4 – chokes; K-1, K-2 – compressors; TO-1 – TO-3 – heat exchangers; X-1, X-2 – air coolers; E-1 – E-3 – separators; E-4 – LNG tank

Таблица 1. Сравнение удельных массовых расходов потоков хладагентов
Table 1. Comparison of mass flow rates of refrigerants flows

Хладагент Refrigerant	Расход хладагента на 1 кг потока ПГ, кг/ч Refrigerant consumption per 1 kg of NG flow, kg/h	
	«Арктический каскад» “Arctic cascade” technology	Альтернативная технология Alternative technology
Этан Ethane	2,22	–
Азот Nitrogen	2,40	–
MR1	–	1,33
MR2	–	2,00
MR3	–	1,00
Итого Total	4,62	4,33

точно низких затратах энергии в широком диапазоне температур. Для дальнейшего сокращения энергорасхода можно использовать турбодетандеры, которые передадут энергию расширяющихся потоков на нагнетание.

Основные отличия альтернативной технологии от MFC – составы применяемых хладагентов, а также иное аппаратное оформление, в частности, циклы охлаждения потоков ПГ и смешанных хлад-

агентов организованы другим образом.

СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ

Для сравнения обе схемы (предложенная альтернативная и «Арктический каскад») моделировались в программе Aspen HYSYS. К сравнению также была добавлена близкая по производительности технология Smartfin от Air Liquide S.A., примененная

на заводе в г. Высоцке, в силу ее соответствия современным тенденциям развития процессов сжижения газа (по мнению авторов статьи). Прямое сопоставления с C_3MR не проводилось, так как производительность линии в данной схеме в пять раз выше.

Оценочно «Арктический каскад» при эквивалентной производительности имеет большую металлоемкость (рис. 6): используются пять витых испарителей этана, главный криогенный теплообменник – испаритель азота, а также многопоточная емкость мгновенного испарения.

В альтернативной технологии применяются лишь четыре модели теплообменных аппаратов, две из которых при воплощении в жизнь могли бы быть объединены в один витой криогенный теплообменник с двумя условными секциями или в многопоточный пластинчато-ребристый теплообменник (при готовности завода-изготовителя).

В схеме Smartfin (рис. 7) [14, 18] используется относительно небольшое количество оборудования.

В качестве основного теплообменника выступает алюминиевый паянный агрегат. Главный хладагент представлен смесью метана, этана, пропана, бутана и этилена [14]. Основная трудность возможного использования данной технологии на заводе на Ямале – сложный состав хладагента, в частности наличие в нем этилена. По авторским расчетам, указанная выше смесь газов наиболее эффективно сжижает сырьевой поток зимой, так как именно этилен имеет наименьшую температуру кипения.

Производительность технологий можно варьировать путем изменения массовых расходов потоков хладагентов. Сравнение удельных значений данных параметров в альтернативной схеме и «Арктическом каскаде» приведено в табл. 1.

Результаты моделирования показывают, что металлоемкость трубных узлов и обвязок также снижается при использовании альтернативной технологии по сравнению с «Арктическим каскадом» в силу меньшего суммарного удельного расхода хладагента. Расчет потребления энергии для различных схем на 1 т СПГ приведен в табл. 2, график показан на рис. 8.

По расчетам удельных энергозатрат при -30°C все три схемы показывают примерно одинаковые результаты – около 220 кВт на 1 т СПГ. С повышением температуры до -10°C энергозатраты «Арктического каскада» и альтернативной технологии растут примерно одинаково – до 228 кВт. При дальнейшем увеличении температуры рост энергозатрат у альтернативной схемы не слишком велик за счет некоторого утяжеления составов хладагентов. При 30°C значение данного параметра составляет 234 кВт/т. Нагнетание и охлаждение этана и азота («Арктический каскад») в условиях высокой температуры воздуха приводят к росту энергозатрат до 256 кВт на 1 т СПГ.

За счет наличия этилена в смешанном хладагенте технологии

Таблица 2. Расчет потребления энергии для различных технологий на 1 т СПГ, кВт
Table 2. Calculation of energy consumption for various technologies per 1 t of LNG, kW

Температура окружающей среды, °C Ambient temperature, °C	Производительность технологической линии, тыс. т СПГ в год Productivity of the technological line, thousand tons of LNG per year		
	400	650	1000
«Арктический каскад» “Arctic cascade” technology			
-30	219,9	219,6	222,8
-20	224,5	224,5	224,5
-10	230,8	228,5	228,4
0	233,4	231,1	231,1
10	236,3	233,9	233,9
20	247,4	243,9	243,9
30	261,1	255,9	255,9
Smartfin			
-30	217,1	352,8	396,2
-20	219,1	356,0	394,1
-10	222,5	361,6	400,0
0	227,2	369,2	408,7
10	231,3	375,9	416,0
20	232,1	377,2	417,5
30	233,5	379,4	420,0
Альтернативная технология Alternative technology			
-30	219,4	219,1	222,3
-20	225,2	225,2	225,2
-10	230,1	227,8	227,7
0	231,6	229,3	229,3
10	231,8	231,5	231,5
20	232,1	232,2	232,2
30	232,3	234,0	234,0

Smartfin в холодное время года и при малой мощности производства СПГ энергозатраты получаются наименьшими из трех представленных схем – 217 кВт. С повышением температуры воздуха присутствие этилена снижается, растет расход более тяжелых газов. При достижении отметки в 0°C из состава хладагента исключается этилен, что способствует снижению скорости увеличения энергозатрат, а график для Smartfin изменяет динамику роста (вначале рост сопоставим с линией «Арктического каскада», а после выхода в область

положительных температур – с линией альтернативной технологии). Стоит учесть, что удельные энергозатраты в Smartfin сильно возрастают с увеличением производительности по СПГ (рис. 9). Это происходит вследствие того, что в технологии используется один смешанный хладагент, отвечающий и за предварительное охлаждение ПГ, и за его сжижение.

Известно, что технология C_3MR в среднем по расчетам потребляет 260 кВт на 1 т СПГ [19], а в пике и до 343 кВт [14], что выше, чем в трех рассмотренных схемах.

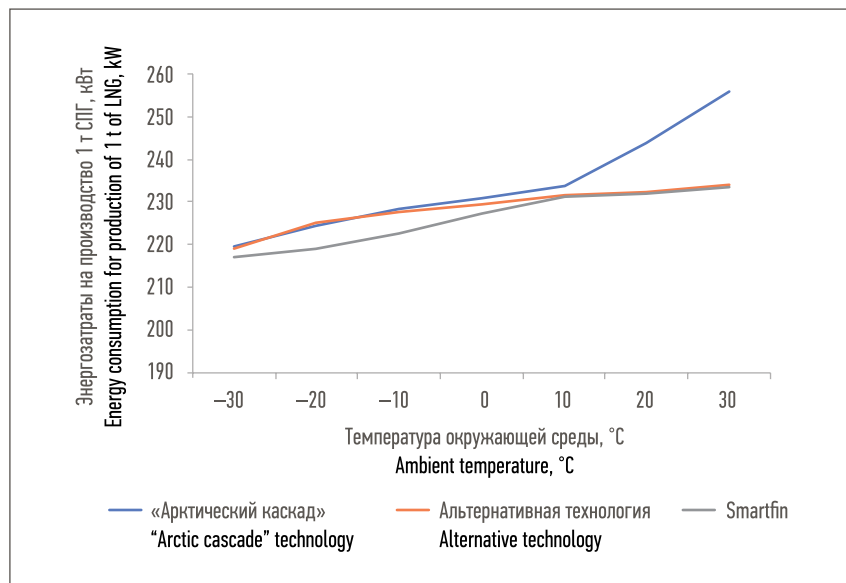


Рис. 8. Расчет потребления энергии для различных технологий на 1 т СПГ (при производительности 400 тыс. т СПГ в год) в зависимости от температуры окружающей среды
Fig. 8. Calculation of energy consumption for various technologies per 1 t of LNG (with a capacity of 400 thousand tons of LNG per year) depending on the ambient temperature

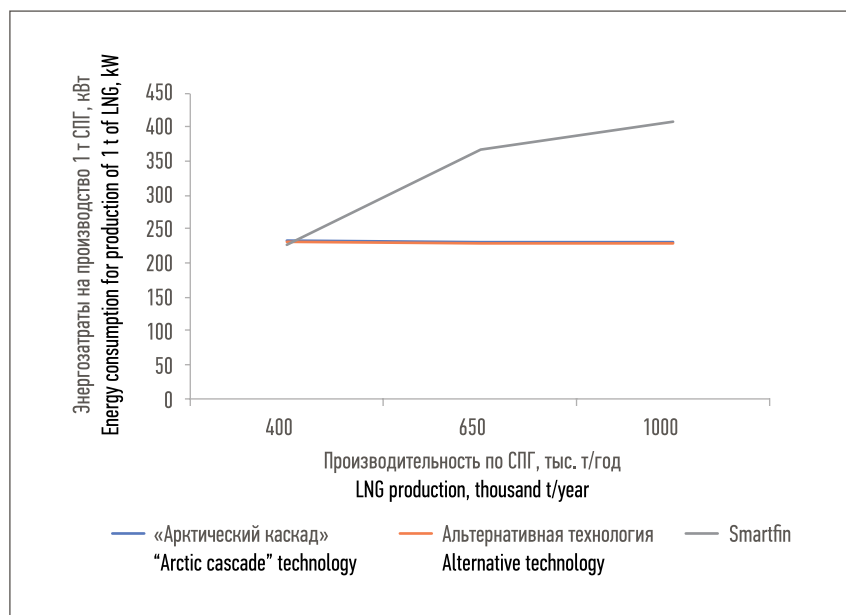


Рис. 9. Расчет потребления энергии на производство 1 т СПГ для различных технологий при температуре 0 °C в зависимости от производительности
Fig. 9. Calculation of energy consumption for the production of 1 t of LNG for various technologies at a temperature of 0 °C depending on capacity

ВЫВОДЫ

Обе схемы, используемые на заводе «Ямал СПГ» (C_3MR и «Арктический каскад»), не вполне соответствуют последним мировым достижениям в развитии крупнотоннажных СПГ-процессов, поэтому просматриваются технологические

возможности для более эффективного и менее вредного для окружающей среды производства сжиженного газа в данных условиях.

С учетом вышеперечисленных характеристик технологий использование чистых хладагентов – пропанового цикла в C_3MR и этанового

с азотным в «Арктическом каскаде» – нерационально с точки зрения энергоэффективности. При низких температурах воздуха энергозатраты «Арктического каскада» схожи с конкурирующими схемами, однако при повышении температуры отечественная разработка проигрывает, поскольку изменение состава смешанных хладагентов у конкурентов позволяет снижать расход энергии.

Учитывая более чем полувековой опыт использования каскадных процессов, авторы считают их наиболее надежными. Однако энергоэффективность и удельные капиталовложения несколько предпочтительнее у технологий на смешанных хладагентах.

Схема Smartfin создавалась с учетом основных тенденций развития СПГ-технологий и демонстрирует, возможно, лучшие результаты в принятых условиях сравнения. При работе над новыми проектами по сжижению ПГ следует принимать во внимание, что добиться более выгодных термодинамических результатов помогает смесь хладагентов, правильно подобранная в зависимости от температуры окружающего воздуха. Газотурбинный привод в холодном климате дает значительные возможности увеличения производительности в зимний период. Применение пластинчато-ребристых теплообменников увеличивает располагаемую площадь поверхности теплообмена в ограниченном объеме.

Использование новых технологий в сложных условиях традиционно предполагает стадию опытно-промышленной эксплуатации с небольшой производительностью установки (40–60 тыс. т СПГ в год), анализ соотношения степени сжатия компрессоров и располагаемой поверхности теплообмена, а также подбор входных параметров сырья по давлению и температуре. Масштабирование разработанной технологии целесообразно только после выполнения всех перечисленных шагов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Borodina O. Shell LNG outlook 2019 // IBC: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/06/2_20190528-0B-IBC-on-LNG-Outlook_Eng.pdf (дата обращения: 01.02.2022).
2. Shell LNG outlook 2020 // Royal Dutch Shell plc.: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.shell.com/promos/overview-shell-lng-2020/_jcr_content.stream/1584588383363/7dbc91b9f9734be8019c850f005542e00cf8ae1e/shell-lng-outlook-2020-march.pdf (дата обращения: 01.02.2022).
3. Лукьянович Н.В., Демкин И.В., Никонов И.М. и др. Глобализация рынка природного газа / отв. ред. И.В. Мещерин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 348 с.
4. Мещерин И.В. Альтернативные методы транспорта газа на рынки и их диверсификация / ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 279 с.
5. Мещерин И.В., Настин А.Н. Анализ технологий получения СПГ // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2018. № 10 (82). С. 96–106.
6. Мещерин И.В., Журавлев Д.В., Барсук С.Д. Термодинамический анализ технологий сжижения природного газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2008. № 1 (32). С. 90–100.
7. Mokhtab S., Mak J.Y., Valappil J.V., Wood D.A. Handbook of liquefied natural gas. Oxford, UK: Gulf Professional, 2014. 589 p.
8. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: Изд-во РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2011. 159 с.
9. Карпов А.Б., Мещерин И.В., Козлов А.М., Бутырская К.Г. СПГ в России. Путь производственных мощностей // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. № 4 (100). С. 178–185.
10. Родичкин И., Талипова А., Ткаченко М. и др. Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России / под ред. А. Климентьева и др.; Центр энергетик Моск. шк. упр. «Сколково» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research06-ru.pdf> (дата обращения: 01.02.2022).
11. Мегамасштабная установка СПГ мощностью более 2 млн т в год / Air Products and Chemicals, Inc. // СПГ Конгресс Россия: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.lngrussiacongress.com/wp-content/uploads/2021/03/42346-230-17-004-ru-feb21-lng-large-plant-capabilities-ds-web.pdf> (дата обращения: 01.02.2022).
12. Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» и установка для его осуществления: пат. 2645185 РФ / Р.М. Минигулов, С.В. Руденко, О.Е. Васин и др.; № 2017108800; заявл. 16.03.2017; опубл. 16.02.2018 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2645185C1/ru> (дата обращения: 01.02.2022).
13. Мещерин И.В., Настин А.Н. Анализ технологий получения сжиженного природного газа в условиях арктического климата // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 3 (284). С. 144–157.
14. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Мещерин И.В. Российские производства по сжижению природного газа // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2019. № 10 (94). С. 68–80.
15. McLoughlin P. Norway's Statoil shuts in output at Snøhvit LNG processing plant / ed. by K. Greenhalgh // S&P Global: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/ru/market-insights/latest-news/natural-gas/111912-norways-statoil-shuts-in-output-at-snohvit-lng-processing-plant> (дата обращения: 01.02.2022).
16. Snøhvit LNG export terminal, Melkøya Island, Hammerfest, Norway // Verdict Media Ltd: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/> (дата обращения: 01.02.2022).
17. Statoil's LNG plant at the Snøhvit gas field stops after a second gas leak this year [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sites.google.com/site/metroforensics3/statoil-s-lng-plant-at-the-snohvit-gas-field-stops-after-a-second-gas-leak-this-year?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1> (дата обращения: 01.02.2022).
18. Smartfin™ – single mixed refrigerant technology // Air Liquide S.A.: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.engineering-airliquide.com/smartfin-single-mixed-refrigerant-technology> (дата обращения: 01.02.2022).
19. Арктический каскад // Neftegaz.RU: информ.-аналит. портал [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/pererabotka-nefti-i-gaza/524100-arkticheskiy-kaskad/> (дата обращения: 01.02.2022).

REFERENCES

- (1) Borodina O. Shell LNG outlook 2019. Available from: https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/06/2_20190528-0B-IBC-on-LNG-Outlook_Eng.pdf [Accessed: 1 February 2022].
- (2) Shell. Shell LNG outlook 2020. Available from: https://www.shell.com/promos/overview-shell-lng-2020/_jcr_content.stream/1584588383363/7dbc91b9f9734be8019c850f005542e00cf8ae1e/shell-lng-outlook-2020-march.pdf [Accessed: 1 February 2022].
- (3) Mescherin IV (ed.), Lukjanovich NV, Demkin IV, Nikonov IM, Barkhatov VD, Gabrielov AO, et al. Globalization of the Natural Gas Market. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. (In Russian)
- (4) Mescherin IV. Alternative Methods of Gas Transportation to the Markets and Their Diversification. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. (In Russian)
- (5) Mescherin IV, Nastin AN. Analysis of LNG production technologies. Business magazine "Neftegaz.RU" [Delovoi zhurnal Neftegaz.RU]. 2018; 82(10): 96–106. (In Russian)
- (6) Meshcherin IV, Zhuravlev DV, Barsuk SD. Thermodynamic analysis of natural gas liquefaction technologies. Science and Technology in the Gas Industry [Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti]. 2008; 32(1): 90–100. (In Russian)
- (7) Mokhtab S, Mak JY, Valappil JV, Wood DA. Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford, UK: Gulf Professional; 2014.
- (8) Fedorova EB. Current State and Development of the Global Liquefied Natural Gas Industry: Technologies and Equipment. Moscow: National University of Oil and Gas "Gubkin University"; 2011. (In Russian)
- (9) Karpov AB, Mescherin IV, Kozlov AM, Butyrskaya KG. LNG in Russia. The path of production capacities. Business magazine "Neftegaz.RU". 2020; 100(4): 178–185. (In Russian)
- (10) Klimentiev A, Mitrova T, Sobko A (eds.), Rodichkin I, Talipova A, Tkachenko M, et al. Opportunities and Prospects for the Development of Low-Tonnage LNG in Russia. Available from: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research06-ru.pdf> [Accessed: 1 February 2022]. (In Russian)
- (11) Air Products. Mega-scale LNG plant with a capacity of more than 2 million tons per year. Available from: <https://www.lngrussiacongress.com/wp-content/uploads/2021/03/42346-230-17-004-en-feb21-lng-large-plant-capabilities-ds-web.pdf> [Accessed: 1 February 2022]. (In Russian)
- (12) Minigulov RM, Rudenko SV, Vasin OE, Gritsinshin DN, Sobolev EI. Method of natural gas liquefaction by the cycle of high pressure with the precooling of ethane and nitrogen "Arctic cascade". RU2645185 (Patent) 2018.
- (13) Meshcherin IV, Nastin AN. Analysis of technologies for production of liquefied natural gas in the arctic climate. Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas [Trudy Rossijskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina]. 2016; 284(3): 144–157. (In Russian)
- (14) Kondratenko AD, Karpov AB, Mescherin IV. Russian natural gas liquefaction productions. Business magazine "Neftegaz.RU". 2019; 94(10): 68–80. (In Russian)
- (15) McLoughlin P. Norway's Statoil shuts in output at Snøhvit LNG processing plant. Available from: <https://www.spglobal.com/platts/ru/market-insights/latest-news/natural-gas/111912-norways-statoil-shuts-in-output-at-snohvit-lng-processing-plant> [Accessed: 1 February 2022].
- (16) Verdict Media Ltd. Snøhvit LNG export terminal, Melkøya Island, Hammerfest, Norway. Available from: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/> [Accessed: 1 February 2022].
- (17) Statoil's LNG plant at the Snøhvit gas field stops after a second gas leak this year. Available from: <https://sites.google.com/site/metroforensics3/statoil-s-lng-plant-at-the-snohvit-gas-field-stops-after-a-second-gas-leak-this-year?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1> [Accessed: 1 February 2022].
- (18) Air Liquide. Smartfin™ – single mixed refrigerant technology. Available from: <https://www.engineering-airliquide.com/smartfin-single-mixed-refrigerant-technology> [Accessed: 1 February 2022].
- (19) Neftegaz.RU. Arctic cascade. Available from: <https://neftegaz.ru/tech-library/pererabotka-nefti-i-gaza/524100-arkticheskiy-kaskad/> [Accessed: 1 February 2022]. (In Russian)