



УДК 533.2; 665.632

РОССИЙСКИЕ МАЛОТОННАЖНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.Д. КОНДРАТЕНКО, студент. E-mail: kondratenko.a@gubkin.ru

А.Б. КАРПОВ, инженер кафедры газохимии. E-mail: karpov.a@gubkin.ru

А.М. КОЗЛОВ, к.т.н., доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки. E-mail: kozlov.a@gubkin.ru

И.В. МЕЩЕРИН, к.т.н., доцент, зам. завкафедрой газохимии. E-mail: mescherin@bk.ru
 Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
 (Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65).

Малотоннажное производство сжиженного природного газа занимает все более значительное место в структуре производства СПГ. К настоящему моменту в России построено и введено в эксплуатацию несколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Практически все проекты выполнены по разнообразным технологиям, имеющим свои положительные и отрицательные аспекты. В данной статье приводится обзор технологических решений на российских малотоннажных заводах по сжижению природного газа.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, малотоннажные заводы, СПГ, газомоторное топливо, газификация.

Мировая индустрия сжиженного природного газа (СПГ) включает крупнотоннажное производство, основная цель которого – поставка СПГ на мировые рынки, и малотоннажное производство, нацеленное на межрегиональную торговлю и удовлетворение спроса на внутреннем рынке [1].

Малотоннажное производство сжиженного природного газа занимает все более значительное место в структуре производства СПГ. Связано это с расширением областей применения как природного газа, так и СПГ.

Проекты малотоннажного производства СПГ в условиях падения цен на нефть и природный газ становятся все более привлекательными. Для этого существует несколько причин:

1. Капитальные вложения в малотоннажное производство СПГ значительно меньше, чем в крупнотоннажный завод. Строительство большого числа малотоннажных установок в Китае продемонстрировало более низкие значения удельных капитальных затрат: 500 (долл/т мощности в год) производимого СПГ по сравнению с 1500 (долл/т мощности в год) СПГ, типичных для крупнотоннажного завода.

2. Срок строительства малотоннажного завода составляет от одного до трех лет, в то время как средний срок строительства для крупнотоннажных заводов составляет пять лет.

3. Срок окупаемости малотоннажных проектов меньше, чем у крупнотоннажных [2].

К настоящему моменту в России построено и введено в эксплуатацию несколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Первые производства такого вида появились в Ленинградской и Московской областях в 90-х годах XX века. В на-

чале 2000-х была пущена установка сжижения в Свердловской области. К настоящему времени введены в эксплуатацию установки в Калининградской и Псковской областях, а также в Пермском крае. Практически все малотоннажные заводы построены по разнообразным технологиям, имеющим свои положительные и отрицательные стороны.

Установки, работающие по дроссельному циклу

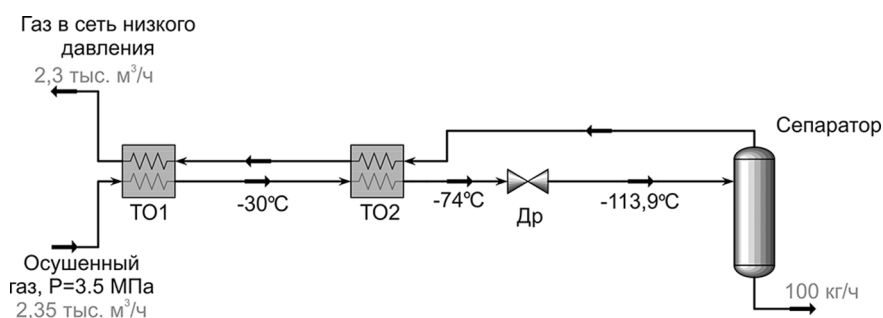
Установка, работающая по дроссельному циклу, спроектирована специалистами ОАО «СИГМА-Газ» для условий сжижения на газораспределительной станции (ГРС) «Никольская» Тосненского района Ленинградской области в 1999 году (рис. 1). Установка работает в рамках экспериментального комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ. Природный газ, проходя последовательно через теплообменники ТО1 и ТО2 охлаждается, после чего подвергается дросселированию и поступает в сепаратор, где происходит отделение СПГ.

Основное преимущество такой установки, как и всех других установок, работающих по циклам с внутренним охлаждением, – весьма низкие энергозатраты на производство СПГ. Предлагаемая технология сжижения на ГРС имеет и принципиальные недостатки:

– ограниченную базу для применения, так как для значительной части ГРС РФ характерны либо низкие (3,3–3,5 МПа) и нестабильные значения входного давления, либо значительные сезонные падения расхода (в 4–5 раз), что приводит к практически полной потере производительности установки подобного типа, простоям и неэффективному использованию эксплуатирующего персонала;

Рис. 1

Технологическая схема установки сжижения на ГРС «Никольская»: ТО1, ТО2 – теплообменники; Др – дроссель



- низкую производительность за счет низкого коэффициента ожигения (около 2%);
- низкое качество продукции ввиду значительного содержания в исходном, а следовательно, и готовом продукте высококипящих углеводородных фракций и уголекислоты. Доля высококипящих компонентов в СПГ повышается также и из-за значительного паросодержания за дросселем установки (98% и выше). Все это влечет за собой ограничение по использованию продукции в качестве моторного топлива, так как такая продукция не соответствует ГОСТ 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия».

Установки с дроссельным циклом высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением на АГНКС и ГРС

Комплекс СПГ серии 082 производства ООО НПК «НТЛ», смонтированный на АГНКС г. Первоуральска (рис. 2), предназначен для обеспечения производства СПГ производительностью от 350 кг/ч до 800 кг/ч и давлением 0,4 МПа. Расчетный коэффициент ожигения природного газа со-

ставляет 47%. Расчетные удельные затраты электроэнергии составляют 59 кВт·ч/т СПГ.

Комплекс СПГ серии 082 представляет собой технологическое оборудование для производства СПГ, смонтированное в контейнерах и блоках полной заводской готовности на площадке автогазонаполнительной компрессорной станции (АГНКС).

Природный газ после компрессорных установок АГНКС с давлением 22,0–25,0 МПа через аккумуляторы газа поступает в блок входа/выхода природного газа установки сжижения для дополнительной очистки от механических примесей и измерения расхода газа. Далее газ поступает в блок теплообменников, где последовательно охлаждается в трех теплообменниках (ТО1, ТО2, ТО3) до температуры –80 °С: в первом и третьем охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а во втором – жидким фреоном от холодильной машины. После чего природный газ поступает в блок струйных компрессоров, где происходит его дросселирование до давления 1,2 МПа и вследствие этого охлаждение до температуры образования жидкой фазы –120 °С. Далее газ поступает в блок сепаратора для обеспечения качественного отделения жидкой фазы (СПГ) от газообразной, а из сепаратора с рабочим давлением 1,2 МПа направляется через дроссельный блок, где давление СПГ снижается до 0,4 МПа, в емкость – хранилище СПГ объемом 44 м³ с рабочим давлением 0,5 МПа и температурой –141,7 °С. Газообразная составляющая с давлением 1,2 МПа из сепаратора направляется через теплообменники, где нагревается до температуры +5...+10 °С, на всасывающую линию блока компримирования компрессорных установок АГНКС [3].

Рис. 2

Технологическая схема установки сжижения на АГНКС г. Первоуральска:

ТО1, ТО2, ТО3, ХК – теплообменники; К ХМ1, К ХМ2 – компрессоры холодильной машины; Др – дроссель; К – компрессор АГНКС, АВО – аппарат воздушного охлаждения

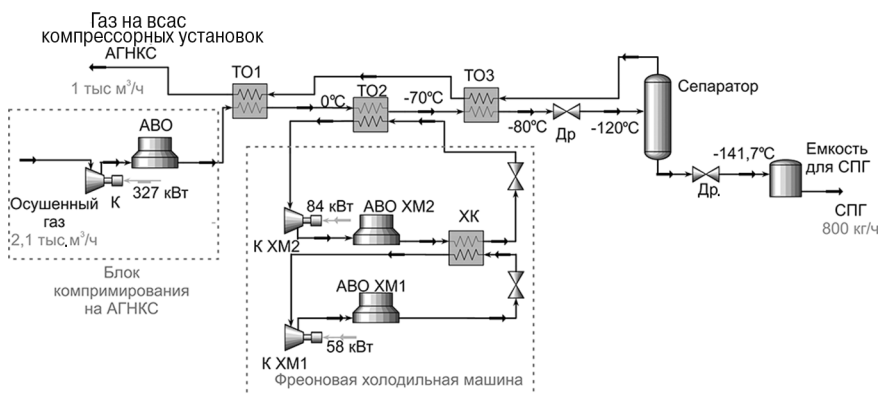
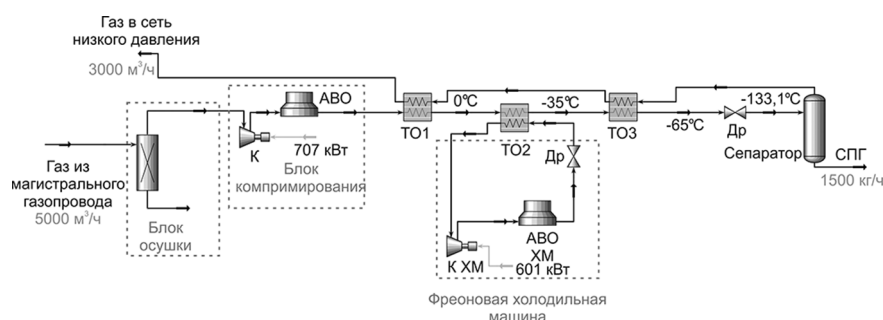


Рис. 3

Технологическая схема установки сжижения на ГРС-1 в Калининграде:

ТО1, ТО2, ТО3, – теплообменники;
К ХМ – компрессор холодильной машины; Др – дроссель;
К – компрессор, АВО – аппарат воздушного охлаждения



ратным потоком паров СПГ, а во втором – жидким фреоном от холодильной машины, в которой в качестве хладагента используется фреон R-22. После дросселирования в сепараторе происходит отделение СПГ от паровой фазы.

Расчетный коэффициент ожигения природного газа составляет 40%. Расчетные удельные затраты электроэнергии – 870 кВт·ч/т СПГ.

К недостаткам данной схемы можно отнести большие энергозатраты при сравнительно невысоком коэффициенте ожигения, зависимость работы комплекса от работы ГРС и сезонного потребления газа. Также к технологическим недостаткам данного завода можно отнести необходимость дросселирования газа с давления в магистральном газопроводе до давления всаса компрессора.

СПГ с данного завода экспортируется автомобильным транспортом промышленным и коммунально-бытовым потребителям Польши, не подключенным к газотранспортной сети.

По аналогичной схеме работает запущенный в 2016 году комплекс в г. Пскове. Технологические отличия заключаются лишь в блоке подготовки газа.

Здесь основными направлениями поставок СПГ станут Северо-Западный регион России и экспорт в Европу. Особенно перспективным считается рынок газомоторного топлива, как внутри России, так и по всему миру. В частности, благодаря построенному заводу СПГ в Пскове газ из России будет впервые использован в качестве топлива для морских судов. Газпром экспорт и Eesti Gaas в мае 2016 году подписали соглашение о намерениях по сотрудничеству в сфере поставок СПГ, производимого на заводе, на рынок Эстонии [4]. Таким образом, с февраля 2017 году эстонская компания Tallink будет заправлять свой новый пассажирский паром Megastar СПГ из Пскова [5].

Установки дроссельного цикла с вихревой трубой

Недостатки простого дроссельного цикла создали предпосылки для перехода к качественно новому этапу создания типовых установок сжижения, специально оптимизированных для работы в условиях ГРС в широком диапазоне их технических характеристик и технологических параметров, первый образец которой спроектирован и смонтирован на ГРС «Выборг» специалистами ОАО «СИГМА-Газ» в 2005 году. (рис. 4).

Установка работает за счет перепада давления, имеющегося на ГРС, с применением вихревой трубы для дополнительного охлаждения сжижаемого газа без использования внешних источников энергии. Принцип работы вихревой трубы базируется на вихревом эффекте. Сущность вихревого эффекта заключается в снижении температуры в центральных слоях закрученного потока газа (свободного вихря) и повышении температуры периферийных слоев. При соответствующей конструкции устройства вихрь газа удается разделить на два потока: с пониженной и повышенной температурами.

Газ из магистрального трубопровода поступает в вымораживатель, где одновременно с охлаждением происходит его очистка от углекислого газа и осушка. Вымораживатели В1 и В2 работают поочередно. После этого газ поступает в вихревую трубу, где расширяется и охлаждается. Парожидкостная смесь разделяется на СПГ и газ, направляемый обратным потоком в распределительный трубопровод. Технологический поток, расширенный в вихревой трубе, соединяется с обратным потоком на входе в вымораживатель. Коэффициент сжижения по схеме с вихревой трубой незначительно возрастает по сравнению с циклами с простым дросселированием и составляет по расчетам около 4%. Электроэнергия на такой установке расходуется только для средств контроля и автоматики и хозяйственных нужд.

Главным недостатком схем с применением вихревой трубы является необходимость экспериментального определения параметров ее работы в каждом конкретном случае. Следует также отметить, что для правильной работы вихревой трубы необходима четкая настройка контрольно-измерительной аппаратуры и стабильность давления сырьевого потока. К тому же применение попеременно работающих вымораживателей приводит к нестабильности работы всей установки, а также к непрогнозируемому качеству товарного продукта. Кроме того, использовать такие установки целесообразно только на станциях с большим расходом и высоким давлением поступающего газа.

Рис. 4

Технологическая схема установки сжижения на ГРС «Выборг»:
В1, В2 – вымораживатели; Вихр. – вихревая труба.

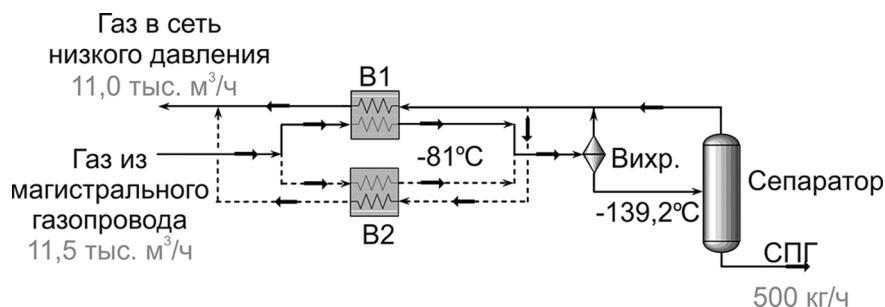
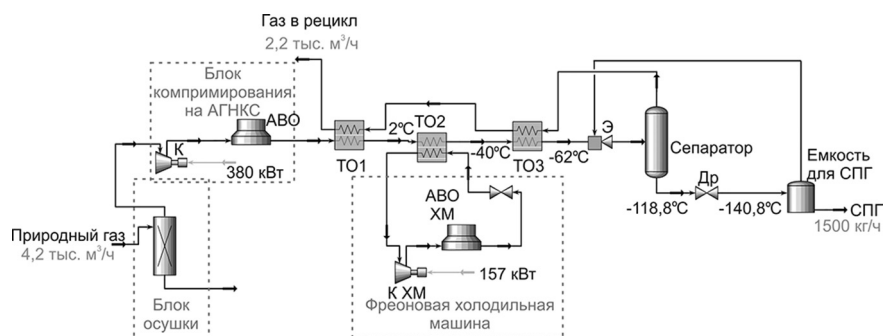


Рис. 5

Технологическая установка сжижения на АГНКС-500 «Развилка»:
ТО1, ТО2, ТО3 – теплообменники; К – компрессор АГНКС; К ХМ – компрессор холодильной машины;
Др – дроссель; Э – эжектор,
АВО – аппарат воздушного охлаждения



Установки с дроссельно-эжекторным циклом высокого давления и предварительным фреоновым охлаждением

Для повышения холодопроизводительности основного дроссель-сепарационного цикла в установке сжижения на АГНКС-8 «Петродворец» и АГНКС-500 «Развилка» был применен контур внешнего охлаждения газа высокого давления на базе оригинальной двухступенчатой фреоновой холодильной машины К-127 московского завода «Компрессор» (рис. 5).

Комплектуемое оборудование для этих установок (теплообменники, арматура, емкости для хранения СПГ) изготовлено ОАО «Криогенмаш».

Сжатый до 20 МПа исходный газ направляется в блок осушки, где осушается до точки росы по воде не выше -90°C , после чего направляется в блок ожижения. В нем газ высокого давления последовательно охлаждается в теплообменниках ТО1, ТО3 и испарителе холодильной маши-

ны ТО2 и направляется на расширение в эжектор в качестве рабочего потока, в котором давление газа снижается до 1,2 МПа.

Основа работы газового эжектора заключается в том, что газ низкого давления устремляется в камеру смешения за счет того, что в ней создана область разрежения (давление ниже давления низконапорного газа). Область разрежения создается при прохождении высоконапорного газа с высокой скоростью и давлением через сверхзвуковое сопло (сужающееся сечение). В камере смешения два потока объединяются и формируется смешанный поток. Пройдя камеру смешения, поток устремляется в диффузор, где происходит его торможение и рост давления. На выходе из эжектора смешанный поток имеет давление выше, чем давление низконапорного газа. Важно отметить, что повышение давления низконапорного газа происходит без затрат внешней энергии.

Расширенный в эжекторе газ подается в сепаратор. Жидкая фракция, отделенная в сепараторе, дросселируется до давления 0,4 МПа и направляется в емкость для хранения СПГ, из которой сжиженный природный газ выдается потребителю, а пар идет на дожатие в эжектор за счет энергии расширения рабочего потока. Паровая фракция из сепаратора проходит через теплообменники ТО1 и ТО2 в качестве обратного потока для рекуперации холода, после чего обратный поток дожимается циркуляционным компрессором до давления 20 МПа, смешивается с новой порцией осушенного исходного газа и снова направляется в блок ожижения.

Следует также отметить, что введение в схему эжектора дает возможность поддерживать давление в контуре циркуляции на уровне 1,2 МПа. Главные преимущества предложенной схемы – ее простота, надежность и солидный опыт эксплуатации установок, реализующих данную схему.

Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 48%. Расчетные удельные затраты электроэнергии – 360 кВт·ч/т СПГ.

К недостаткам работы схемы такого вида можно отнести узкие диапазоны оптимальной схемы и недостатки, характерные для схем сжижения на АГНКС, которые уже были описаны выше.

Установки с дроссельно-детандерным циклом

Авторским коллективом ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» была разработана технология малотоннажного производства СПГ на ГРС (рис. 6). По сути, комплекс представляет собой энергоэффективную ГРС, производящую два продукта для объектов газопотребления: СПГ и обычный сетевой природный газ.

В январе 2013 года комплекс производства СПГ на ГРС-4 Екатеринбурга был запущен в опытно-промышленную эксплуатацию.

Рис. 6

Технологическая схема установки сжижения на ГРС-4 в Екатеринбурге:

ТО1, ТО2, ТО3 – теплообменники;
Др – дроссель; К – компрессор; Д – детандер

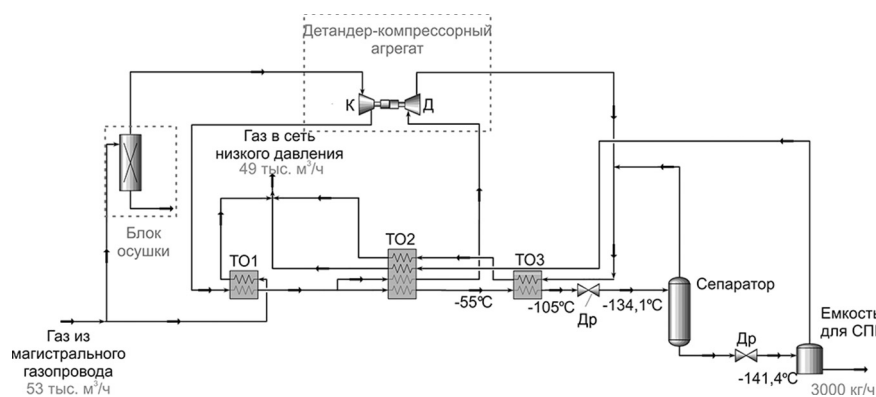


Рис. 7

Технологическая установка сжижения в Пермском крае:

ТО1, ТО2 – теплообменники; Др – дроссель; К – компрессор;
Д – детандер; ВХ – водяной холодильник; К ХМ – компрессор холодильной машины; АВО – аппарат воздушного охлаждения
→ – азотный цикл

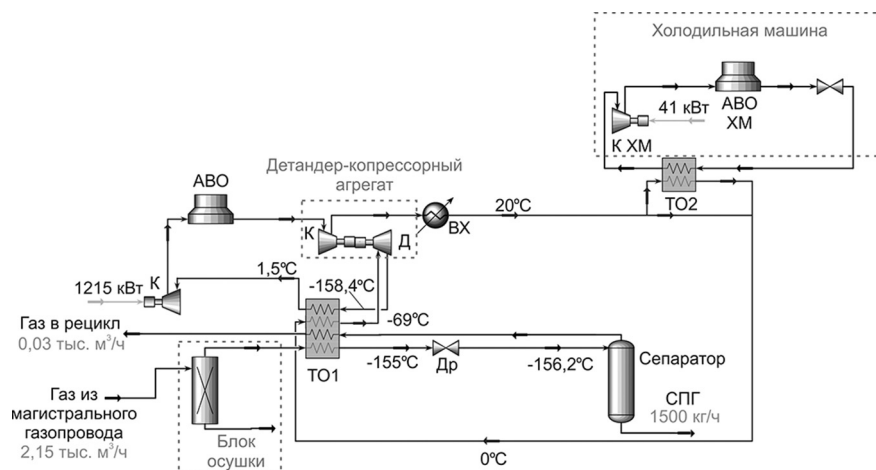


Таблица 1

Расчетные показатели работы малотоннажных производств СПГ России

Тип схемы	Объекты реализации	Мощность, т/ч	Коэффициент ожижения, %	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	0,1	2	10
	АГНКС, г. Первоуральск	0,8	47	590*
Дроссельный цикл высокого давления	АГНКС, г. Кингисепп	1,0	40	870
	ГРС-1, Калининград	2×1,5		
	КСПГ, г. Псков	2×1,5		
Цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	0,5	4	10
Дроссельно-эжекторный цикл	АГНКС-8 «Петродворец»	1,0	48	360*
	АГНКС-500 «Развилка»	1,5		
Дроссельно-детандерный цикл	ГРС-4, Екатеринбург	3,0	11	10
Азотный цикл	УСПГ Пермский край	1,5	99	840

* Удельные энергозатраты установок рассчитаны с учетом затрат энергии на сжатие газа на АГНКС.

Комплекс работает в следующем порядке. Природный газ высокого давления, поступающий из ГРС на вход комплекса, разделяют на два потока. Первый поток пропускают на блок очистки и осушки, второй служит для утилизации тепла от агрегатов комплекса. Осушенный и очищенный газ подвергают сжатию с помощью компрессора, который приводится в действие крутящим моментом, полученным в турбодетандере. Связанные единым валом и размещенные в одном корпусе компрессор и детандер образуют детандер-компрессорный агрегат.

Далее сжатый газ охлаждают в теплообменнике ТО1, нагревая газ линии утилизации тепла.

После теплообменника ТО1 газ разделяют на две линии: технологический поток (для выработки холода) и продукционный поток (для сжижения природного газа). Технологический поток через теплообменник ТО2 направляется в детандер, приводит во вращение турбину детандера. Далее холодный поток с выхода детандера добавляют в обратный поток паров из сепаратора. Полученную смесь подают противотоком в основной теплообменник ТО2 для охлаждения продукционного потока.

Очищенный продукционный поток пропускают через теплообменники, где сжатый газ охлаждается обратным потоком несжиженной части газа продукционного потока из сепаратора, смешанного с холодным потоком из детандера. Затем продукционный поток пропускают через дроссель, после которого продукт попадает в емкость в виде парожидкостной смеси. Здесь жидкость (СПГ) отделяют от холодных паров, которые сбрасывают через теплообменники в распределительный трубопровод [6].

Не считая затрат электроэнергии, используемой для систем контроля и автоматики, привода смазочного насоса

турбодетандера, а также для освещения, отопления и кондиционирования, систем охранной и пожарной сигнализации, криогенного насоса для отгрузки СПГ и прочих вспомогательных систем, комплекс не расходует энергии извне на сжижение природного газа. Однако коэффициент ожижения невелик и составляет 11%.

Основным недостатком данной схемы является расположение детандера в прямом потоке газа, что влечет за собой ограничение по степени ожижения.

Установки с азотным циклом

Такой проект мощностью 1,5 т СПГ/ч был реализован в Пермском крае в конце 2014 года. Схема установки представлена на рис. 7. Природный газ, пройдя через блок очистки и осушки, с давлением 3,4 МПа проходит через теплообменник ТО1, где охлаждается жидким азотом, после чего дросселируется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза.

Азот же, охладив поток природного газа в теплообменнике ТО1, ступенчато сжимается до 2 МПа, охлаждаясь после каждой ступени. После этого часть азота поступает в испаритель ТО2, где охлаждается в холодильной машине, затем потоки объединяются. Далее азот проходит через теплообменник ТО1, где происходит его охлаждение, и поступает в детандер, получаемая энергия в котором используется для сжатия на одной из ступеней. Из детандера жидкий азот поступает в теплообменник для охлаждения потока природного газа.

Следует отметить, что коэффициент ожижения на данной установке близок к единице и составляет 99%. Расчетные удельные затраты электроэнергии равны 840 кВт·ч/т СПГ.

В крупнотоннажном производстве СПГ Россия значительно отстает от зарубежных стран, но в области малотоннажного производства СПГ уже накоплен некоторый опыт (табл. 1) и есть достаточные научные, инженерно-технические и производственные ресурсы для успешного практического развития данного направления [7].

Наиболее перспективными являются установки, работающие по азотному циклу и способные обеспечить практически 100% ожижение газа. Если в европейской части России с развитой газотранспортной системой наиболее целесообразно размещать малотоннажное производство СПГ на ГРС и АГНКС, то в азиатской части РФ, особенно на Севере, где сеть трубопроводного транспорта не развита, ресурсной базой производства СПГ могут стать малые и средние месторождения природного газа. Для таких месторождений необходимы технологии производства СПГ со 100% ожижением [8]. Кроме того, при применении технологии с низким коэффициентом ожижения из газа в первую очередь конденсируются более высококипящие углеводороды, что в результате приводит к их высокому содержанию в сжиженном газе. Это снижает энергоэффективность использования СПГ и ограничивает область его применения.

Сегодня спрос на СПГ постоянно повышается. Развитие малотоннажного производства СПГ в России имеет большое значение как в социальном, так и в экономическом плане. Изначально малотоннажное производство СПГ возникло в форме установок для покрытия пикового спроса на природный газ, но в наши дни их предназначение не только в этом. Применение малотоннажных установок позволяет

на локальном социальном и промышленном уровне обеспечивать энергоресурсами удаленные города и поселки. Кроме того, перспективным направлением развития отрасли является применение СПГ в качестве моторного топлива. Однако в России отсутствует сеть крио-АЗС. Увеличить

их число способно развитие малотоннажных производств СПГ. Применение природного газа в качестве моторного топлива приведет к уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу, повышению энергоэффективности и экономичности транспорта. **НХ**

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра // Мир нефтепродуктов. 2016. № 6. С. 4–13.
2. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации // Газовая промышленность. 2015. № 8. С. 90–94.
3. Попов Н.А., Белов М.Б. Создание установок сжижения природного газа и внедрение эффективных СПГ-технологий // Автогазозаправочный комплекс + альтернативное топливо. 2011. № 2. С. 17–20.
4. Газпром экспорт начнет поставки СПГ в Европу с введенного в эксплуатацию СПГ завода в Пскове. Дата обновления 26.05.2016. URL: <http://www.gazpromexport.com/presscenter/press/1812/> (дата обращения 17.10.2016).
5. В Пскове введен в эксплуатацию современный комплекс сжижения природного газа. Дата обновления 26.05.2016. URL: <http://www.gazprombank.ru/press/news/754166/> (дата обращения 17.10.2016)
6. Пат. 2541360 РФ. Способ производства сжиженного природного газа и комплекс для его реализации / Гайт Д.Д., Мишин О.Л. № 2014106445/06; заявл. 20.02.2014; опубл. 10.02.2015
7. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа // Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. № 4. С. 112–123.
8. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // НефтегазоХимия. 2015. № 3. С. 44–51.

RUSSIAN LOW-TONNAGE PRODUCTION FOR LIQUEFIED NATURAL GAS

Kondratenko A.D., student. E-mail: kondratenko.a@gubkin.ru

Karpov A.B., engineer of the Gaschemistry Department. E-mail: karpov.a@gubkin.ru

Kozlov A.M., Cand. Sci. (Tech.), Associate Prof. of the Refined Equipment Department. E-mail: kozlov.a@gubkin.ru

Meshcherin I.V., Cand. Sci. (Tech.), Associate Prof. of the Gaschemistry Department. E-mail: meshcherin@bk.ru

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (65, korp.1, Leninskiy prosp., 119991, Moscow, Russia).

ABSTRACT

Low-tonnage production of liquefied natural gas occupies an increasingly significant place in the structure of LNG production. To date, in Russia a few small-capacity plants for the production of liquefied natural gas have been built and put into operation. Almost all the projects have been performed on various technologies that have their positive and negative aspects. This article provides an overview of technology solutions at available in Russia small-scale plants for liquefaction of natural gas.

Keywords: liquefied natural gas, small-scale plant, LNG, gas fuel, gasification.

REFERENCES

1. Golubeva I.A., Meshcherin I.V., Dubrovina Ye.P. Liquefied natural gas producing: yesterday, today and tomorrow. *Mir nefteproduktov*, 2016, no. 6, pp. 4–13 (In Russian).
2. Fedorova Ye.B., Mel'nikov V.B. The role and importance of small-tonnage production of liquefied natural gas to the Russian Federation. *Gazovaya promyshlennost'*, 2015, no. 8, pp. 90–94 (In Russian).
3. Popov N.A., Belov M.B. Creating natural gas liquefaction plant and the introduction of effective LNG technologies. *Avtogazozapravochnyy kompleks + Alternativnoye toplivo*, 2011, no. 2, pp.17–20 (In Russian).
4. *Gazprom eksport nachnet postavki SPG v Yevropu s vvedennogo v ekspluatatsiyu SPG zavoda v Pskove* (Export Gazprom will begin LNG deliveries to Europe from LNG plant put into operation in Pskov) Available at: <http://www.gazpromexport.com/presscenter/press/1812/> (accessed 17 October 2016)
5. *V Pskove vveden v ekspluatatsiyu sovremennyy kompleks szhizheniya prirodnogo gaza* (In Pskov a modern complex LNG has been put into operation) Available at: <http://www.gazprombank.ru/press/news/754166/> (accessed 17 October 2016)
6. Gaydt D.D., Mishin O.L. *Sposob proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza i kompleks dlya yego realizatsii* [A method for producing liquefied natural gas and complex for its implementation]. Patent RF, no. 2541360, 2015.
7. Fedorova Ye.B., Mel'nikov V.B. Osnovnyye problemy malotonnazhnogo proizvodstva i potrebleniya szhizhennogo prirodnogo gaza [The main problems of small-tonnage production and consumption of liquefied natural gas]. *Trudy RGU нефти i gaza im. I.M. Gubkina* [Proc. of the Russian State University of Oil and Gas named after IM Gubkin], 2014, no. 4, pp. 112–123.
8. Fedorova Ye.B., Mel'nikov V.B. Prospects for the development of small-tonnage production of liquefied natural gas in Russia. *NeftGazoKhimiya*, 2015, no. 3, pp. 44–51 (In Russian).