

УДК 621.59

## Энергоэффективные циклы сжижения природного газа

Д-р техн. наук **Баранов А.Ю.** krion.spb@rambler.ru

**Тихонов К.А.** k\_tihonov@mail.ru

**Андреев А.М.** Tolia.andreev@gmail.com

**Березин Н.А.** Axel500@mail.ru

Университет ИТМО

191002, Россия, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9

*Геополитическая ситуация последних лет создала условия, в которых необходимо быстро изменить структуру экспортных поставок природного газа путем увеличения доли сжиженного природного газа в общем объеме продаж. В 2013 году доля СПГ в объеме экспортных поставок составила только 8 %, в том время как в мировой торговле доля сжиженного газа составила более 30 %. Для преодоления этого отставания необходимо строить заводы для крупнотоннажного производства СПГ. Подобное строительство затруднено отсутствием отечественных технологий и оборудования для их реализации. Действующие и строящиеся заводы СПГ используют иностранную аппаратуры и технологии. Это требует существенных финансовых затрат и создает дополнительные риски, связанные с ограничением доступа российских предприятий к зарубежным технологиям. Для преодоления сложившейся ситуации необходимо изыскать технологические решения, которые могли бы быть реализованы на современном уровне развития низкотемпературной техники Российской Федерации. Основу для поиска подобных решений может составить анализ зарубежных технологических решений в области производства СПГ.*

*Ключевые слова:* сжиженный природный газ, энергоэффективность, рабочее тело цикла.

doi: 10.17586/2310-1148-2016-9-1-8

---

## Energy efficient technologies of natural gas liquefaction

D.Sc. **Baranov A.U.** krion.spb@rambler.ru

**Tihonov K.A.** k\_tihonov@mail.ru

**Andreev A.M.** Tolia.andreev@gmail.com

**Berezin N.A.** Axel500@mail.ru

ITMO University

191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov st., 9

*Current geopolitical situation shows that it's necessary to make quick changes in natural gas export trade structure by means of liquid natural gas segment growth in total sales. In 2013 the export trade volume of liquid natural gas (LNG) segment was only 8% when LNG segment in global trade was over 30% at the same time. It's important to build up LNG facilities with large capacity to meet these challenges. This kind of facilities is difficult to create because of absence of domestic technologies and equipment. Existing facilities and facilities under construction use import technologies and equipment. It is costly and limits an access of Russian enterprises to European technologies. Meeting these challenges requires a technological decision that can be realized at the current level of low temperature technique in Russian Federation. It can be based on an analysis of foreign solutions in LNG production.*

*Keywords:* liquid natural gas, power efficiency, refrigerant of liquefaction process.

---

### Введение

Природный газ в жидком виде в 600 раз плотнее газообразного. Производство сжиженного природного газа (СПГ) дает возможность транспортировать его в цистернах, автомобильным транспортом,

по железной дороге, наибольший коммерческий интерес представляют межконтинентальные перевозки судами газовозами.

За последние годы наблюдался устойчивый рост производства СПГ, которое увеличилось с 50 миллионов тонн в 1990 до уровня свыше 240 миллионов в 2011 [1]. В России первый завод СПГ был построен в 2006 году в рамках проекта Сахалин-2 в поселке Пригородное на юге Сахалина. По результатам работы в 2010 году завод по производству СПГ вышел на проектную производственную мощность – 9,6 млн. тонн СПГ [2]. На данный момент это единственный действующий завод России, его производительность составляет около 4,5 % мирового рынка СПГ. Российская Федерация планирует к 2020 году увеличить долю отечественного СПГ до 15 %.

Эти планы требуют решения целого ряда проблем, возникшие вследствие того, что долгое время основным способом экспорта природного газа (ПГ) из России была транспортировка по трубам под давлением не менее 5,0 МПа.

Такой подход был оправдан тем, что страны-потребители, государства Западной и Восточной Европы вплотную примыкали к сухопутной границе СССР.

Примером такого инженерно-экономического решения является построенный в 1983 году газопровод «Уренгой–Помары–Ужгород», который соединил месторождения на севере Западной Сибири с потребителями в странах Западной Европы. Длина трубопровода – 4451 км. Проектная пропускная способность – 32 млрд м<sup>3</sup>/г., фактическая производительность составляет 28 млрд /г.. Это гигантское сооружение, собранное из труб диаметром 1420 мм.

На трассе газопровода расположены 42 компрессорные станции. Первый газ по трубопроводу пошел в январе 1984 года.

Распад СССР и изменение геополитической ситуации существенно усложнил коммерческую эксплуатацию этого магистрального трубопровода.

Главной проблемой стало то, что протяжённость участка, проходящего по территории Украины составляет 1160 км, т.е. около 25 %. На украинском участке газопровода «Уренгой-Помары-Ужгород» находятся девять компрессорных станций и 13 подземных хранилищ с активным объёмом газа – более 32 млрд м<sup>3</sup>, что составляет 21,3 % от общеевропейской активной ёмкости.

События последних лет показали, что поставки газа потребителям находятся в существенной зависимости от политической ситуации в Украине. Несанкционированный отбор газа из магистрали, завышение транзитных тарифов, физический износ оборудования и постоянная угроза террористических проявлений со стороны радикальных националистов делают транспортирование ПГ по территории Украины крайне ненадежным. Гипотетическая угроза террористических актов в конце 2015 года стала реальностью, что наглядно показал подрыв ЛЭП с территории Украины в Крыму.

Сходное положение складывается вокруг Западного региона РФ – Калининградской области.

Поставка природного газа на территорию Калининградской обл. осуществляется по магистральному газопроводу Минск – Вильнюс – Каунас – Калининград, в настоящее время пропускная способность указанного газопровода не может покрыть перспективные объёмы газопотребления области.

Для подачи газа используются участки, расположенные на территории двух независимых государств, ранее входивших в состав СССР. Это создает серьезные проблемы с транзитом газа. Относительно лояльная к России Республика Беларусь периодически возвращается к вопросу повышения транзитных тарифов, а член Евросоюза и НАТО Литовская Республика увязывает свою транзитную политику с нарастающими антироссийскими настроениями.

С учетом этого планы увеличения пропускной способности магистрали отложены и принято решение развивать снабжение Калининградской области за счет поставок СПГ с нового завода, строительство которого запланировано в порту Усть-Луга (Ленинградская область).

Можно утверждать, что развитие сферы производства СПГ имеет для России определяющее значение, т.к. открывает доступ поставок в новые удаленные регионы и облегчает зависимость от стран-транзитеров и стран-потребителей. Экспорт СПГ снова возвращается в рыночную, свободную от геополитических обстоятельств, зону.

В действительности ситуация перевода части экспорта ПГ в поставки сжиженного газа требует решения целого ряда проблем, связанных с существенным техническим отставанием РФ от мирового уровня.

Самой существенной проблемой проекта СПГ является отсутствие отечественной технологий сжижения природного газа в крупнотоннажных объемах.

Ранее вопрос о крупнотоннажном производстве СПГ не стоял, так как проекты использования жидкого ПГ были направлены на потребности внутреннего рынка России, использование СПГ в качестве топлива для автотранспорта или коммунальных нужд [3]. В связи с этим не было технологических разработок, а также производства соответствующего оборудования. Это определило вторую проблему – зависимость отечественных проектов от иностранных поставок технологического СПГ-оборудования.

Завод Сахалин-2 построен по технологии компании Shell (Великобритания), этой компании принадлежит 27,5 % минус одна акция предприятия [2].

При разработке новых проектов СПГ, в частности завода в порту Усть-Луга приходится ориентироваться на продукцию зарубежных предприятий, при этом учитывать не только экономические, но и политические обстоятельства. Например, избегать поставок от предприятий, расположенных в США, так как вполне вероятны различные санкционные ограничения.

В современной ситуации необходимо параллельно закупке и освоению импортной техники и технологии проводить исследования, направленные на постепенное развитие отечественного оборудования.

Важнейшей проблемой таких разработок является подбор энергоэффективного цикла ожижения ПГ, пригодного для реализации с использованием технологического оборудования, которое производится или может производиться на территории РФ.

### Особенности сжижения природного газа

При разработке криогенных циклов сжижения ПГ необходимо учитывать то, что эта газовая смесь с содержанием метана не менее 90 %. Свойства метана в значительной степени определяют свойства ПГ. В первом приближении анализ основ энергоэффективности ожижительных циклов можно выполнить без учета влияния примесей на теплофизические свойства природного газа (ПГ). При проектировании систем получения СПГ нельзя не отметить то, что по своим теплофизическим свойствам метан занимает промежуточное положение между традиционными продуктами разделения воздуха и рабочими телами паровых холодильных циклов, фреонами, аммиаком и т.п. Из-за этого при получении жидкого природного газа оказываются неэффективными традиционные для криогенной и холодильной техники циклы.

Например, уже при температуре окружающей среды свойства метана в большей степени отличаются от свойств идеального газа, чем свойства воздуха и его компонентов.

Критическая температура метана составляет всего 190,5 К, что значительно выше критической температуры воздуха ( $T_{кр}=132,3$  К) [4].

Вторым свидетельством существенности отличия свойств метана от свойств идеального газа являются высокие значения коэффициента сжимаемости при комнатных температурах.

При 298 К коэффициент сжимаемости при давлении 15,0 МПа составляет 0,82, а при температуре 273 К и давлении 20,0 МПа коэффициент сжимаемости метана составляет 0,76 [5].

При дросселировании метана значение полученного эффекта Джоуля-Томсона оказывается в несколько раз больше, чем у воздуха при тех же условиях. При давлении 20 МПа и температуре 293 К дроссельный эффект для метана составляет 178,8 кДж/кг, а у воздуха только 34,7 кДж/кг, т.е. в 5 раз меньше [5]. Высокая эффективность процесса дросселирования метана указывает на то, что для получения СПГ можно использовать даже простейший цикл высокого давления с однократным дросселированием [5].

Можно ожидать, что циклы высокого и среднего давления с адиабатическим расширением газа [5] не смогут дать существенного снижения затрат энергии на ожижение, как это бывает в случае, когда рабочим телом является воздух.

В координатах  $T-S$  имеет линии постоянных энтальпий метана при высоких давлениях приближаются к линиям адиабатного расширения, поэтому энергетический выигрыш от использования детандерной ступени охлаждения существенно меньше, чем в тех случаях, когда рабочим телом цикла является воздух.

Удельные затраты энергии на ожижение метана в различных циклах глубокого охлаждения приведены в табл. 1 [5].

Данные таблицы показывают, что наиболее экономичным способом сжижения метана является каскадный цикл. Например, цикл, состоящий из трех ступеней: аммиачной, этиленовой и метановой [5] (см. рис. 1).

Таблица 1

### Расход энергии для сжижения метана при различных циклах глубокого охлаждения

Цикл глубокого охлаждения	Расход энергии, кВт·ч/л CH <sub>4</sub>
С однократным дросселированием	2,70
Высокого давления с детандером	1,67
С циркуляцией воздуха высокого давления (в. д)	1,62
С однократным дросселированием и аммиачным охлаждением	1,30
С циркуляцией воздуха в.д. и аммиачным охлаждением	1,18
Каскадный цикл (аммиак, этилен и метан)	0,90

В аммиачной ступени внешнего охлаждения избыточное давление рабочего тела изменяется от 0,05 до 0,9 МПа. В этиленовой ступени давление рабочего тела колеблется в пределах 0,1–1,3 МПа, а давление метана на стороне всасывания компрессора составляет 0,1 МПа, на выходе из компрессора поток метана сжат до давления 2,5 МПа. Материальный баланс в метановом цикле поддерживается за счет подвода газообразного метана в линию всасывания компрессора.

Для сжижения 1 моля метана 1,8 моля в низкотемпературном контуре должно циркулировать 1,8 молей метана. Удельный расход этилена в среднетемпературном контуре составляет 2 моль/моль. В аммиачном контуре удельный расход газа составляет 0,7 моль/моль. Для наглядности можно рассчитать удельные значения объемного расхода рабочего тела для каждого контура. Удельный объемный расход рабочих веществ при давлении обратного потока составит: в аммиачном контуре 0,53 м<sup>3</sup>/кг, в этиленовом контуре 2,8 м<sup>3</sup>/кг; в метановом контуре 2,51 м<sup>3</sup>/кг.

Сведения об удельном объемном расходе рабочего вещества в промежуточных ступенях каскадного цикла ожижения метана объясняют почему, несмотря на высокую энергоэффективность, этот цикл не находит широкого практического применения.

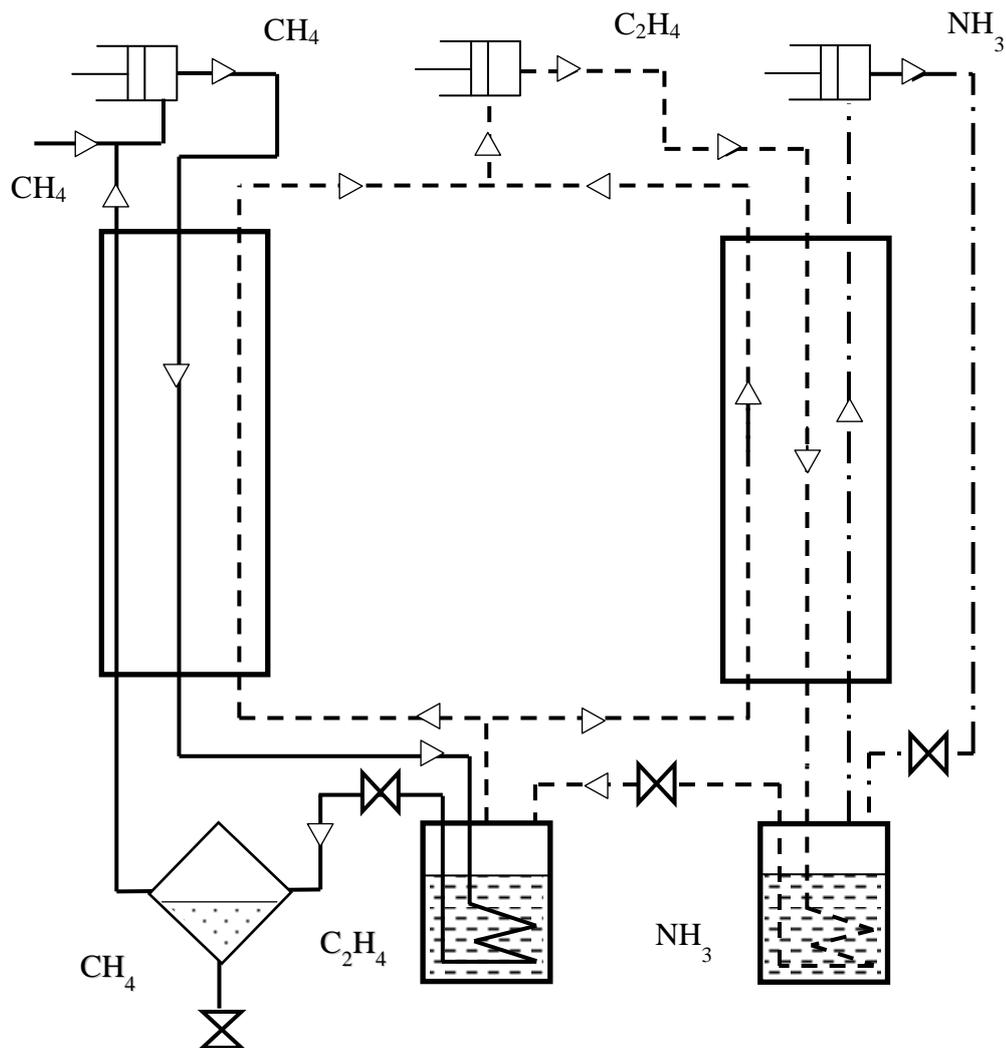
Для производства жидкого метана два дополнительных компрессорных агрегата с объемной производительностью, сопоставимой с производительностью основной ступени охлаждения. При крупнотоннажном производстве СПГ это существенный недостаток. Например, при годовой производительности 10·10<sup>6</sup> тонн в год производительность компрессора этиленовой ступени должна составлять 3170·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/час, а компрессор аммиачной ступени – 600·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/час. Судя расходным характеристикам это турбомашин с гигантскими размерами.

С учетом этих обстоятельств каскадный цикл ожижения метана в основном используется в качестве теоретического эталона энергоэффективности.

Обзор литературы показывает, что при крупнотоннажном производстве СПГ используют циклы ожижения с использованием в качестве рабочего тела составленной на основе метана, сложной газовой смеси. Варьируя состав смеси и концентрацию компонентов, разработчики добиваются сокращения числа ступеней охлаждения и повышения энергоэффективности процесса получения СПГ. Тенденция в области разработки энергоэффективных циклов СПГ отражает обзор технологических решений компании «AIR PRODUCTS» [6].

Отличительной особенностью схемных решений компании «AIR PRODUCTS» является то, что почти все они построены с использованием контуров, в которых в качестве рабочего тела используется смесь метана с другими газами. Это позволяет ожижительным циклам в большей или меньшей степени приблизиться по энергоэффективности к каскадному циклу, который используется в качестве эталона рационального использования энергии [6].

Вторым отличием ожижителей компании «AIR PRODUCTS» является то, что они рассчитаны на крупнотоннажное производство СПГ на заводах, расположенных вблизи морского терминала. ПГ поступает на такие заводы по трубопроводам различной протяженности. Из-за этого давление ПГ на входе в цикл ожижения существенно выше атмосферного и составляет от 2,0 до 6,0 МПа.



**Рис. 1. Каскадный цикл ожижения метана с использованием этилена и аммиака в качестве промежуточных хладагентов**

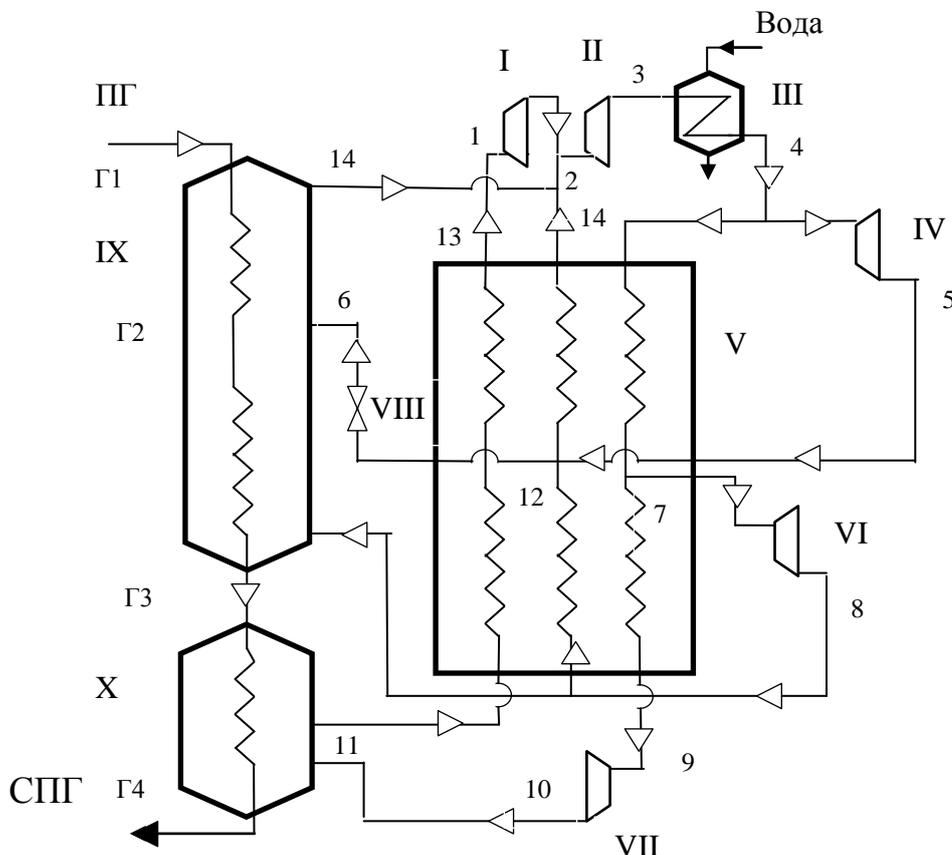
То что сырье поступает ожижение под существенным давлением, значительно снижает затраты энергии на заводах СПГ, упрощается решение вопросов предварительной подготовки ПГ – удаление примесей H<sub>2</sub>O и CO<sub>2</sub>. В приводимых ниже схемных решениях блоки комплексной очистки ПГ отсутствуют. Газ поступает непосредственно в систему охлаждения. Такой подход к формированию ожижительных систем для ПГ иллюстрирует схема установки, приведенная на рис. 2. Природный газ поступает в блок предварительного охлаждения (БПО), задача которого переохладить сырье и циркуляционный поток смешанного хладагента до температурного уровня 240 К. Компания «AIR PRODUCTS» предлагает несколько вариантов исполнения БПО, которые различаются составом рабочего тела и принципом действия [7]. Переохлажденный ПГ направляется в основной теплообменник V, где переохлаждается до температуры конденсации. Сжиженный ПГ поступает в теплообменник-переохладитель VI и далее в емкости-накопители. Охлаждение ПГ в основном теплообменнике обеспечивается за счет отвода обратному потоку смешанного хладагента. Этот поток образуется за счет смешения газового потока, поступающего из теплообменника-переохладителя VI и двухфазного потока, полученного в результате дросселирования высококипящей фракции хладагента.

Авторы [6] не раскрывают техническую суть второстепенных этапов цикла ожижения ПГ на смешанном хладагенте. В частности не ясно, каким образом организована утилизация теплоты перегрева обратного потока хладагента от температуры  $T_{13} \sim 240$  К до температуры  $T_2$  на линии всасывания турбокомпрессора I, которая должна быть примерно равна окружающей среде. В схеме, приведенной



Важнейшее значение имеет то, что состав смешанного хладагента практически неизвестен, что не позволяет выполнить тепловой и конструктивный расчет аппаратов ожижителя ПГ.

С точки зрения возможности реализации на отечественных заводах СПГ определенный интерес представляет установка ожижения ПГ, представленная на рисунке 3. В этом цикле ожижения использован сложный рефрижераторный цикл, в котором в качестве рабочего тела используется газообразный азот.



**Рис. 3. Ожижитель природного газа с рефрижератором на базе азотного детандерного цикла**

Наряду с турбокомпрессором I, II, холодопроизводительность рефрижератора создают три турбодетандера IV, VI, VII. Расширительные машины работают на разных температурных уровнях, что позволяет сформировать три ступени охлаждения ПГ. Первый турбодетандер IV расширяет газ с температурой окружающей среды от максимального ( $P_3$ ) до промежуточного давления  $P_2$ . Эта ступень охлаждения обеспечивает достижение температурного уровня  $T_5 \approx 230-240$  К. Второй детандер VI расширяет азот, предварительно охлажденный за счет отвода теплоты в первой секции теплообменника V до уровня  $T_7 \approx 240$  К. Начальное давление потока равно давлению на выходе из последней ступени компрессора  $P_3$ , после детандера давление азота снижается до уровня всасывания в среднюю секцию компрессора  $P_2$ . Температура потока после детандера составляет 110–120 К. Третий детандер VII расширяет газ с давлением  $P_3$  и температурой  $T_9 \approx 130-140$  К до уровня линии всасывания в первую ступень компрессора  $P_1$ . Поток низкого давления направляется в теплообменник-переохладитель X, а затем в основной теплообменник рефрижераторного цикла IX.

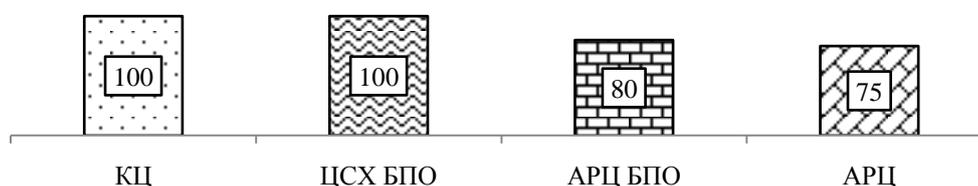
Поток азота после детандеров IV и VI делится на две части. Одна часть направляется в теплообменник V для переохлаждения прямого потока азота. Вторая часть потоков газа после детандеров IV и VI направляется в теплообменник-ожижитель IX. Давление потока азота после детандера IV выше давления в межтрубном пространстве теплообменник IX, поэтому на этот поток дросселируется через вентиль VIII. Несмотря на относительную сложность схемы движения материальных потоков в рефрижераторе, ожижитель, в котором используется простое рабочее тело (газообразный азот) может быть рассчитан и спроектирован без проведения предварительных экспериментальных исследований.

К сожалению, сотрудники компании «AIR PRODUCTS» скрыли ряд характеристик ожижителя ПГ. В частности не определены давления:

- в потоке сырья на входе в теплообменники IX и X;
- в потоке азота в точках 1, 2, 3.

Судя по схеме давление ПГ в точках Г1, Г2, Г3, Г4 одинаковы, а давление в точке Г4 близко к атмосферному. Однако это противоречит условиям работы заводов СПГ, куда газ поступает под существенным давлением [3], которое необходимо снизить до теплообменника X. Однако, эти вопросы могут быть решены путем построения математической модели ожижителя с азотным рефрижератором.

В завершение обзора способов ожижения ПГ, пригодных для использования в программе импортозамещения можно воспользоваться данными компании «AIR PRODUCTS» об энергоэффективности новых крупнотоннажных ожижителей. Эти данные представлены в виде гистограммы на рис. 4. Полагая, что каскадный цикл обладает максимально возможной энергетической эффективностью в процентах от аналогичного показателя каскадного цикла [10]. На гистограмме приведены значения относительной энергоэффективности каскадного цикла (КЦ), цикла со смешанным хладагентом и БПО (ЦСХ БПО), азотного рефрижераторного цикла (АРЦ) и азотного рефрижераторного цикла с БПО (АРЦ БПО).



**Рис. 4. Значения относительной энергоэффективности (%) каскадного цикла (КЦ), цикла со смешанным хладагентом и БПО (ЦСХ БПО), азотного рефрижераторного цикла (АРЦ)**

Из гистограммы видно, что энергоэффективность АРЦ блока предварительного охлаждения СПГ на 25 % ниже максимума. Использование в составе АРЦ блока предварительного охлаждения на фреонах или пропане повышает энергоэффективность АРЦ БПО до 80 %.

На современном этапе развития отрасли производства СПГ азотные рефрижераторные циклы ожижения представляются наиболее реалистичным направлением решения задачи импортозамещения при строительстве заводов СПГ.

#### Список литературы

1. Walker, Andrew "The Global LNG Market – a Look Back and a Look Forward", LNG Industry, Summer 2012.
2. Акулов Л.А. Установки и системы низкотемпературной техники. Ожижение природного газа и утилизация холода сжиженного природного газа при его регазификации: Учеб. пособие.– СПб.: СПбГУНиПТ, 2006. – 175 с.
3. Акулов Л.А., Борзенко Е.И., Новотельнов В.Н., Зайцев А.В. Теплофизические свойства криопродуктов. – СПб.: Политехника, 2001. – 243 с.
4. Герш С.Я. Глубокое охлаждение. Ч.1. Термодинамические основы сжижения и разделения газов с приложением атласа диаграмм : учебник для машиностроительных и теплотехнических вузов / Герш С. Я. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.-Л. : Госэнергоиздат, 1957. 392 с.
5. Bukowski, Justin D., Yu Nan Liu, Stephen J. Boccella, Leo J. Kowalski, "Innovations in Natural Gas Liquefaction Technology for Future LNG Plants and Floating LNG Facilities", IGRC, Seoul, October 2011.
6. Bukowski, Justin D., Yu Nan Liu, Stephen J. Boccella, Leo J. Kowalski, William A Kennington, "Natural Gas Liquefaction Technology for Floating LNG Facilities", IGRC, Seoul, 2013.
7. <http://www.modec.com/fps/flng/index.html>.
8. Roberts, Mark J., James C. Bronfenbrenner, David R. Graham, William A. Kennington, "Process Design Solutions for Offshore Liquefaction", Gastech, Abu Dhabi, May 2009.
9. Roberts, M.J., J.C. Bronfenbrenner, D.R. Graham, W.A. Kennington, "Process Design Solutions for Offshore Liquefaction", Gastech 2009.
10. Фальман А.Г., Агейский Д.Э. Перспективы регазификации СПГ. // Вестник Международной академии холода. 2015. № 2. С. 46-49.