

УДК 665.632.078

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

И.А. Голубева, В.М. Ключев, И.А. Баканев, Е.П. Дубровина (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РФ, Москва)
E-mail: golubevaia@gmail.com

В статье представлены результаты расчетов в программе Aspen HYSYS технологии производства сжиженных природных газов в условиях арктического климата. По результатам расчетов по выбранной технологии сжижения природного газа представлены принципиальная технологическая схема установки сжижения, материальный баланс установки, расходные показатели энергоресурсов и материалов установки сжижения при ее эксплуатации в условиях арктического климата в зависимости от времени года. В качестве наиболее целесообразной технологии рассматривается производство СПГ с предварительным охлаждением пропаном и основным охлаждением на смешанных хладагентах – C3MR Split MR. С учетом того, что проектируемые в России заводы находятся в регионе с арктическим климатом, установлены особенности сжижения природных газов в этих условиях: в холодные месяцы сокращается расход пропанового хладагента, уменьшается нагрузка на оборудование, что приводит к снижению эксплуатационных затрат. Отражены требования к СПГ в зависимости от стран-потребителей.

Ключевые слова: природный газ, технология сжижения, СПГ, C3MR Split MR, арктический климат, Aspen HYSYS, энергоэффективность, хладагент, материальный баланс.

Natural gas liquefaction in Arctic environment: Technology aspects

Golubeva I.A., Klyuyev V.M., Bakanev I.A., Dubrovina E.P. (Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow)

E-mail: Golubevaia@gmail.com

This paper summarises Aspen HYSYS software-based estimates for natural gas liquefaction technology in harsh Arctic environment. Driven by these findings, a dedicated process technology plant was proposed, along with its mass balance and seasonal energy and material input profiles. The most applicable technology was chosen: a LNG plant using initial cooling by propane and the main process with mixed coolants – C3MR Split MR. As new liquefaction plants under design in Russia are mainly located in Arctic regions, the authors point to key climate-related liquefaction aspects: smaller propane consumption and lower process equipment loads in colder months which benefits operating costs. In addition, the paper highlights the key LNG requirements in different consumer countries.

Keywords: natural gas, liquefaction, process technology, LNG, C3MR Split MR, Arctic climate, Aspen HYSYS, energy efficiency, coolant, mass balance.

вание. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2011. – 62 с.

3. STO Gazprom 2-2.3-139-2007. Проведение экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования фонтанных арматур и оборудования устья скважин ПХГ. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 105 с.

4. R Gazprom 2-3.3-732-2013. Техническое диагностирование фонтанных арматур и оборудования скважин. – М.: Газпром Экспо, 2013. – 77 с.

5. Методические указания по проведению обследования фонтанной и нагнетательной арматуры с истекшим сроком службы и определению возможности дальнейшей эксплуатации. – Уфа: ОАО СПКТБ «НЕТЕГАЗМАШ», 2000. – 57 с.

References

1. GOST 13846-89. Armatura fontannaya i nagnetatel'naya. Obshchie skhemy, osnovnyye parametry i tekhnicheskiye trebovaniya k konstruksii [State Standard 13846-89. Production tree and discharge fittings. Typical schemes, general parameters and technical constructional requirements]. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 1989. 14 p.
2. GOST 28996-91. Oborudovaniye neftepromyslovoyye ust'yevoye. Terminy i opredeleniya [State Standard 28996-91. Oil-field and wellhead equipment. Terms and definitions]. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 2004. 23 p.
3. GOST R 51365-2009. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Oborudovaniye dlya bureniya i dobychi. Oborudovaniye ust'ya skvazhin i fontannoye ust'yevoye oborudovaniye. Obshchiye tekhnicheskiye trebovaniya [State Standard R 51365-2009. Oil and gas industry. Equipment for drilling and production. Production tree and wellhead equipment. General technical requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2011. 62 p.
4. STO Gazprom 2-2.3-139-2007. Provedeniye ekspertyzy promyshlennoy bezopasnosti i tekhnicheskogo diagnostirovaniya fontannykh armatur i oborudovaniya ust'ya skvazhin PKhG [Standard of Gazprom 2-2.3-139-2007. Examination of industrial safety and technical diagnostics of production tree and wellhead equipment of UGS facilities]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2007. 105 p.
5. R Gazprom 2-3.3-732-2013. Tekhnicheskoye diagnostirovaniye fontannykh armatur i oborudovaniya ust'ya skvazhin [R Gazprom 2-3.3-732-2013. Technical diagnostics of production trees and wellhead equipment]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2013. 77 p.
6. Metodicheskiye ukazaniya po provedeniyu obsledovaniya fontannoy i nagnetatel'noy armatury s istekshim srokom sluzhby i opredeleniyu vozmozhnosti yeye dal'neyshey ekspluatatsii [Methodical instructions for survey of the production tree and discharge fittings with life-expired and the definition of the possibility of its further operation]. Ufa, NEFTEGAZMAsh Publ., 2000. 57 p.



Общемировая неопределенность начала XXI в. в области энергоресурсов, истощение мировых запасов нефти приводят к тому, что природный газ, который является одним из наиболее экологически чистых ископаемых видов топлив, имеет высокие шансы в борьбе за первенство среди других энергетических ресурсов. Согласно прогнозу ВР к 2035 г. доля газа в балансе мировой экономики составит 26–28 %, и большая его часть будет транспортироваться не по трубам, а через терминалы для СПГ. Резкий рост перевозок сжиженного газа произойдет еще до 2020 г. и будет составлять примерно 8 % в год. По сути, это означает, что к 2035 г. танкеры заменят газопроводы в качестве важнейшего средства транспортировки.

По данным Международного энергетического агентства (IEA), человечество ежегодно потребляет около 3,5 трлн м³ газа, и спрос на него может вырасти до 4,8 трлн м³ к 2035 г. В то же время мировая добыча природного газа возрастет от 3,8 трлн м³ в 2014 г. до 5,1 трлн м³ к 2035 г. [1].

Доказанные мировые запасы газа в 2014 г. оценивались:

- по традиционным источникам – в 240 трлн м³;
- по попутному газу – в 98 трлн м³;
- по сланцевому газу – в 450 трлн м³;
- по угольному метану – в 350 трлн м³;
- по газовым гидратам – в $2 \cdot 10^{14}$ – $2 \cdot 10^{16}$ м³ [1].

Эти данные свидетельствуют о том, что, несмотря на возрастающие мировые потребности, разведанные и разрабатываемые газовые месторождения способны удовлетворить спрос на природный газ на многие десятилетия вперед. 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 п-ова 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. В тех случаях, когда строительство трубопровода от поставщика к потребителю является экономически (или политически) невыгодным, производство сжиженного природного газа становится одним из путей достижения поставленной цели.

Во многих странах – экспортерах газа (Катар, Малайзия, Индонезия, Австралия) имеются терминалы, которые сжижают природный газ для его дальнейшей транспортировки по морю. В Европе, в свою очередь, уже построен целый ряд морских терминалов для приема СПГ. Россия сегодня также рассматривает сжиженный природный газ как серьезную альтернативу газу, направляемому потребителю по магистральным газопроводам; строительство заводов по сжижению природных газов планируется в условиях арктического климата.

СПГ представляет собой смесь метана, этана, пропана и бутанов с небольшими примесями более тяжелых углеводородов и неуглеводородными примесями, в частности азотом, охлажденным до –162 °С для хранения и транспортировки в жидком виде. СПГ не имеет запаха и цвета, не вызывает коррозии, не горюч и не токсичен. Хранится СПГ в изотермических резервуарах при температуре кипения, которая поддерживается вследствие испарения СПГ.

Некоторые особенности СПГ [2]:

- СПГ имеет меньшую плотность, чем вода, что позволяет ему находиться на поверхности в случае разлива и вернуться к парообразному состоянию, в котором он примерно на треть легче, чем воздух;
- в процессе сжижения плотность газа увеличивается примерно в 600 раз, что повышает эффективность и удобство хранения, транспортировки и потребления энергоносителя;
- СПГ дает возможность газификации объектов, удаленных от магистральных трубопроводов на большие расстояния, путем создания резерва СПГ непосредственно у потребителя, избегая строительства дорогостоящих трубопроводных систем;
- СПГ можно хранить долгое время и использовать при необходимости;
- СПГ может быть источником не только сухого природного газа, но и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

Все вышеперечисленное делает СПГ стратегическим мировым ресурсом, а заводы по его производству – важнейшими точками промышленности, где совпадают как финансовые интересы крупных нефтегазовых компаний, так и политические интересы государств.

Рассмотрев большинство предлагаемых технологий производства сжиженного природного газа, авторы выбрали технологию для расчета – это технология производства СПГ с предварительным охлаждением пропаном и основным охлаждением на смешанных хладагентах (СЗМР).

Этот выбор был сделан исходя из следующего:

- подходящей годовой производительности завода;
- богатого опыта использования данной технологии;
- условий благоприятного арктического климата;
- гибкости данной технологии;
- относительно низких капитальных затрат (в отличие, например, от технологии DMR).

СОСТАВ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ

При расчете авторы ориентировались на так называемый жирный газ, который имеет с большим содержанием С₄₊, что соответствует «сырому» природному газу. Углеводороды выделяются непосредственно

Таблица 1

Состав природного газа

Компонент	Молярная доля, %	Массовая доля, %
Метан	87,54	75,04
Этан	4,77	7,66
Пропан	2,94	6,93
i-бутан	0,51	1,58
n-бутан	0,55	1,71
i-пентан	0,31	1,20
n-пентан	0,35	1,35
Азот	3,03	4,54

на заводе СПГ, для этого предусмотрена газофракционирующая установка.

Сжиженные углеводородные газы (СУГ), получаемые на заводе, могут быть реализованы потребителям региона как бытовое топливо, отправлены на экспорт танкерным транспортом или же включены в состав СПГ. Следует также отметить, что модельный газ очищен от кислых примесей, метанольной воды и ртути. Соответствующие установки расположены на заводе СПГ. Состав модельного газа приведен в табл. 1.

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ СПГ*

Сжиженный природный газ, получаемый на заводе и отгружаемый в дальнейшем на экспорт, должен соответствовать техническим характеристикам, установленным его потенциальными потребителями.

Требования к СПГ

Нормы содержания, % об.:

метан	92 ± 6
этан	4 ± 3
пропан и более тяжелые углеводороды	2,5 ± 2,5
азот	1,5 ± 1,5
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %	Не более 0,005
Нижшая теплота сгорания при T = 0 °C (273 K) и p = 0,101325 МПа, МДж/м ³ (ккал/кг)	35,2 (11500)
Высшая теплота сгорания, МДж/м ³ :	
Япония	39,8-43,4
Южная Корея	40,0-43,8
США	35,8-40,8

КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА ЗАВОДА СПГ [3]

Охлаждение технологических установок завода СПГ предполагается осуществлять атмосферным воздухом с помощью аппаратов воздушного охлаждения (АВО), в связи с чем выбор района строительства завода необходим для определения значения температуры окружающего воздуха. При проведении расчетов были взяты климатические характеристики п-ова Ямал.

На климат п-ова Ямал оказывают влияние теплые воздушные массы, идущие с Атлан-

Таблица 2

Среднемесячная и годовая температура воздуха

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
t _{вн.ср.} , °C	-26,4	-26,4	-19,2	-10,3	-2,6	8,4	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24,0	-7,8

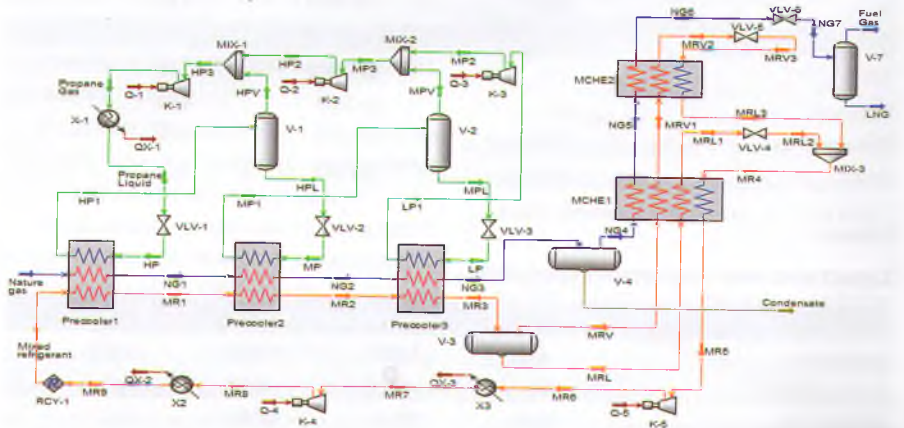


Рис. 1. Технологическая схема сжижения природного газа по технологии C3MR Split MR в программном комплексе Aspen HYSYS:

K-1, -2, -3, -4, -5 – компрессоры; MCHE1 – «теплая» часть главного криогенного теплообменника; MCHE2 – «холодная» часть главного криогенного теплообменника; MIX-1, -2, -3 – смесители; Precooler 1, 2, 3 – теплообменники предварительного охлаждения; V-1, -2, -3, -4, -7 – сепараторы; V-LV-1, -2, -3, -4, -5, -6 – дроссели; X-1, -2, -3 – холодильники

тического океана, и холодные, поступающие из полярных регионов. Это приводит к большому разбросу температур и многообразию ветров, а в результате столкновения этих масс выпадает большое количество осадков, имеют место снежные бураны и оледенения береговой зоны. Самыми холодными месяцами на Ямале являются январь, февраль и март со среднемесячными температурами -24... -26 °C, самыми теплыми – июль и август со среднемесячными температурами 5–6 °C. Для метеостанции Тамбей среднее число дней в году с температурой ниже нуля – 258. Самая высокая температура, зарегистрированная здесь, достигала 30 °C, а самая низкая составляла -50 °C. Лето – короткое и прохладное, в ночной период температура часто опускается до минусовой отметки. Самый теплый месяц – август, когда максимальная температура воздуха составляет 9–11 °C.

На п-ове Ямал зимой преобладают южные и юго-восточные ветры, а летом – преимущественно северные. Самая ветреная погода наблюдается осенью и зимой. В это время была зарегистрирована максимальная скорость ветра 110 км/ч.

Летом максимальная скорость ветра может достигать 70 км/ч, что наблюдается примерно раз в 50 лет. Максимальная скорость ветра над Каролиим морем зарегистрирована на уровне 140 км/ч, что может на короткий период создать проблемы для судоходства.

Среднегодовое количество осадков составляет 320–350 мм, в основном осадки выпадают в период июнь – сентябрь.

Характеристики климата взяты в соответствии со СНиП 23-01-99 [4]. Среднемесячные температуры воздуха приведены в табл. 2.

При строительстве завода СПГ в таких условиях сокращаются эксплуатационные затраты, так как отрицательные температуры способствуют уменьшению нагрузки на теплообменное, газотурбинное оборудование; кроме того, уменьшаются расходы хладагентов.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ C3MR SPLIT MR

Технология сжижения природного газа с предварительным охлаждением и смешан-



Таблица 3

Материальный баланс установки сжижения природного газа

Наименование	Часть от сырья, %	Расход, кг/ч	Расход, млн т/год
Взято:			
Природный газ	100,0	790 000,0	6,32
Итого:	100,0	790 000,0	6,32
Получено:			
СПГ	79,4	627 496,0	5,02
Конденсат	8,3	65 369,9	0,52
Топливный газ	12,3	97 134,1	0,78
Итого:	100,0	790 000	6,32

Таблица 4

Характеристики получаемых продуктов

Наименование	Природный газ	СПГ	Конденсат	Топливный газ
Доля отгона	1,0000	0,0000	0,0000	1,0000
Температура, °C	7,60	-163,16	-34,00	-163,16
Давление, кПа	5000,0	101,3	4850,0	101,3
Молярный расход, кмоль/ч	42 210,2	35148,4	1768,1	5293,6
Массовый расход, кг/ч	790 000,0	627 496,0	65 369,9	97 134,1
Тепловой расход, ГДж/ч	-3250,2	-3227,7	-207,6	-353,2
Состав, % мол.:				
метан	87,54	90,99	39,27	80,73
этан	4,77	5,13	11,90	0,01
пропан	2,94	2,46	21,20	0,00
i-бутан	0,51	0,30	6,30	0,00
n-бутан	0,55	0,26	8,02	0,00
i-пентан	0,31	0,08	5,86	0,00
n-пентан	0,35	0,07	7,03	0,00
азот	3,03	0,72	0,42	19,26

ным хладагентом (C3MR) состоит из двух холодильных циклов:

- цикла предварительного охлаждения пропаном, в котором сырьевой газ охлаждается до температуры -34 °C;
- основного холодильного цикла на смешанном хладагенте, в котором происходит охлаждение сырьевого газа до температуры -150 °C.

Непосредственно сжижение природного газа (температура переохлаждения газа составляет -162 °C) достигается путем адиабатического расширения сжатого газа через детандер.

Принципиальная технологическая схема установки сжижения газа по технологии C3MR Split MR, выполненная в программном комплексе Aspen HYSYS, представлена на рис. 1.

Контур природного газа. Природный газ (Nature gas) проходит последовательно три теплообменника (Precooler1, Precooler2, Precooler3), в которых охлаждается до -34 °C (NG3) за счет кипения пропана разного давления. Далее охлажденный природный газ поступает в сепаратор V-4, где отделяется конденсат (Condensate), который в последующем поступает на газофракционирующую установку. Тощий природный газ (NG4) последовательно проходит «теплую» часть главного криогенного теплообменника MSHE1 и «холодную» часть MSHE2, на выходе из которого природный газ (NG6) охлаждается до -150 °C за счет испарения смешанного хладагента разного давления. Далее природный газ (NG6) поступает в детандер VLV-6, где за счет

адиабатического расширения охлаждается до -162 °C. Несконденсировавшаяся часть газа отделяется в сепараторе V-7 и поступает в линию газа для собственных нужд. СПГ отправляется в резервуары для хранения.

Контур пропана. В цикле предварительного охлаждения используется испарение пропана при различном давлении в целях охлаждения контура сырьевого газа и контура смешанного хладагента основного холодильного цикла.

Пропан (Propane gas), выходящий из компрессора K-1, охлаждается и конденсируется с помощью теплообменников с воздушным охлаждением X-1. Переохладившись в теплообменнике X-1 до температуры конденсации, пропан в виде жидкости (Propane liquid) дросселируется клапаном VLV-1 и посредством испарения охлаждает поток природного газа и смешанного хладагента основного холодильного цикла в теплообменнике Precooler1. Пропан в виде газожидкостной смеси (HP1), выходя из теплообменника, поступает в сепаратор V-1, где от него отделяются пары пропана (HPV), которые идут на компримирование третьей ступени. Жидкий пропан (HPL) дросселируется клапаном VLV-2 до «среднего» давления и за счет испарения охлаждает поток природного газа и смешанного хладагента основного холодильного цикла в теплообменнике Precooler2. Газожидкостная смесь среднего давления (MP1), выходя из теплообменника, поступает в сепаратор V-2, где разделяется на газообразную часть (MPV), которая идет на компримирование второй ступени, и жидкую часть (MPL), которая дросселируется клапаном VLV-6 до низкого давления (LP) и поступает в теплообменник Precooler3, где за счет непосредственного испарения охлаждает поток природного газа и смешанного хладагента основного холодильного цикла. Выходя из последнего теплообменника, пропан в виде газа поступает на компрессор первой ступени K-3, компримируется до среднего давления (MP2), далее, смешиваясь в смесителе с пропаном среднего давления из сепаратора (MPV), поступает на компрессор второй ступени K-2, где компримируется до высокого давления. Пропан высокого

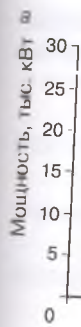


Рис. 2. На з - ПХ; б -

Polliarella M. et al. The C3MR liquefaction cycle: versatility for a fast growing, ever changing LNG industry // Proceedings of International Conference LNG-15, Barcelona, Spain, April, 2007; Soebarto J., McClary T.J. Problems with seawater cooling at the LNG plant in Bontang // The 7th International Conference and Exhibition of Liquefied Natural Gas, Jakarta, Indonesia, 14-19 May, 1983.

давления (HP2), смешиваясь с пропаном высокого давления из сепаратора (HPV), поступает на компрессор третьей ступени K-1, где компримируется до того давления, при котором он будет представлять собой жидкость, после того как охладится в холодильнике X-1 воздухом окружающей среды.

Контур смешанного хладагента. Смешанный хладагент (Mixed refrigerant) проходит последовательно три теплообменника (Precooler1, Precooler2, Precooler3), где охлаждается до -34°C (MR3) за счет кипения пропана разного давления. Далее охлажденный смешанный хладагент поступает в сепаратор V-3, где разделяется на парообразную часть (MRV) и жидкую часть (MRL), которые далее поступают в теплую секцию главного криогенного холодильника MSHE1. Пары (MRV) проходят сначала теплую часть теплообменника, затем холодную часть, дросселируются клапаном VLV-6, при этом понижая свою температуру, возвращаются в холодную часть теплообменника в роли хладагента. Жидкая часть (MRL), охлаждаясь в теплой части теплообменника, дросселируется клапаном VLV-4, понижая свою температуру, смешивается со смешанным хладагентом из холодной части (MRL3) и возвращается в нижнюю часть теплообменника в роли хладагента. Выходя из главного криогенного теплообменника, смешанный хладагент (MR5) дважды проходит компримирование с последующим охлаждением.

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС УСТАНОВКИ

Результаты расчета технологической линии сжижения природного газа с предварительным охлаждением пропаном и основным холодильным циклом на сме-

шанном хладагенте представлены в виде материального баланса в табл. 3.

Материально-тепловой баланс установки СПГ рассчитан исходя из фонда рабочего времени 8000 ч/год. Характеристики продуктов и полупродуктов установок сжижения представлены в табл. 4. Полученный в результате моделирования конденсат отправляют на газофракционирующую установку.

Из данных, приведенных в табл. 4, видно, что сырьевой газ содержит значительное количество азота и углеводородов C_5^+ .

В процессе сжижения из сырьевого газа удаляются тяжелые компоненты, направляемые на ГФУ, и азот. Поскольку состав сырьевого газа принят постоянным круглогодично, то состав СПГ будет также примерно одинаковым. Расчеты показывают, что получаемый в процессе сжижения СПГ полностью удовлетворяет требованиям, предъявляемым к СПГ странами-импортерами.

Высшую теплотворную способность можно повысить за счет более глубокого удаления азота или уменьшить за счет снижения добавления в СПГ СУГ.

РАСХОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И МАТЕРИАЛОВ УСТАНОВКИ СЖИЖЕНИЯ

Основные расходные показатели оборудования в цикле сжижения приведены далее.

Компрессорное оборудование.

На рис. 2, а представлена нагрузка на компрессорное оборудование пропанового холодильного цикла (компрессоры K-1, K-2, K-3) в зависимости от времени года в арктических условиях производства СПГ.

Среднегодовые показатели цикла сжижения природного газа

Расход природного газа, кг/ч	790 000,0
Выход СПГ, кг/ч	627 496,0
Расход пропана, кг/ч	1 398 431,3
Расход смешанного хладагента, кг/ч	1 582 654,0
Мощность компрессоров, кВт:	
• пропанового цикла	25 642,6
• цикла смешанного хладагента	136 593,0
Тепловая нагрузка АВО, кВт:	
• пропанового цикла	156 276,7
• цикла смешанного хладагента	155 463,8

На рис. 2, б изображена нагрузка на компрессорное оборудование холодильного цикла на смешанных хладагентах (компрессоры K-4, K-5) в зависимости от времени года в арктических условиях производства СПГ.

Нагрузка на все компрессорное оборудование пропанового и смешанного холодильных циклов, а также суммы этих циклов представлена на рис. 3.

Из данных, представленных на рис. 2, 3, следует, что нагрузка на компрессорное оборудование возрастает в более теплые месяцы года. Это обусловлено следующими факторами:

- на вторую ступень компримирования смешанного хладагента подается газ после АВО с более высокой температурой, тем самым количество хладагента примерно одинаково, но различаются нагрузки на компрессоры;
- для предварительного охлаждения СХ требуется больше пропанового хладагента, поскольку в летний период СХ поступает после компримирования и охлаждения в АВО с более высокой температурой.

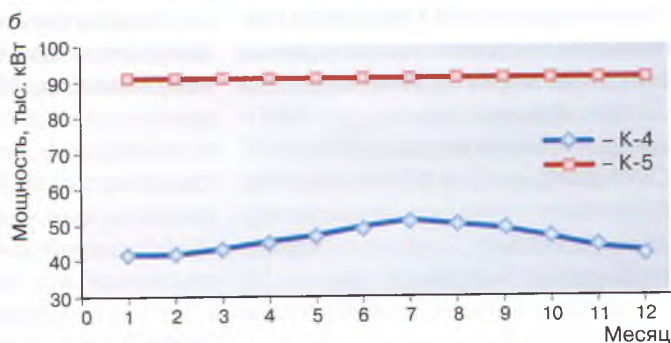
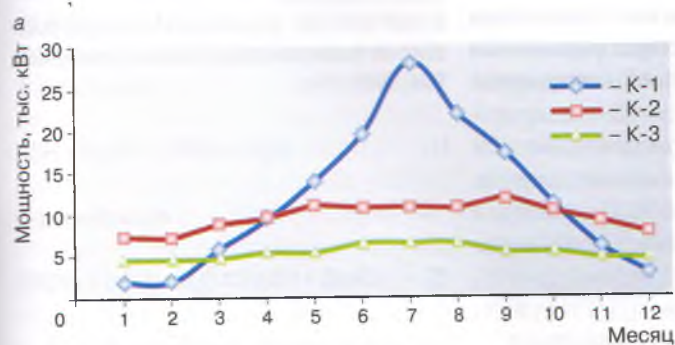


Рис. 2. Нагрузка на компрессоры в зависимости от времени года: а – ПХ; б – СХ

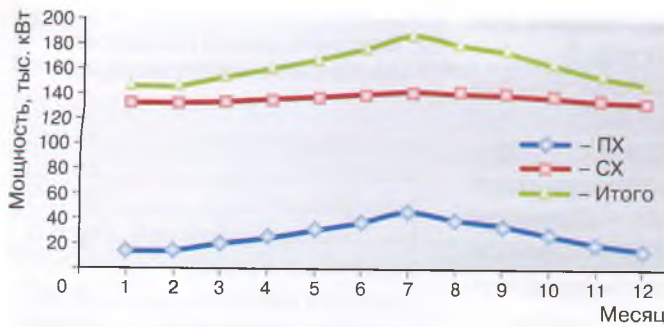


Рис. 3. Суммарная нагрузка на компрессоры ПХ и СХ в зависимости от времени года

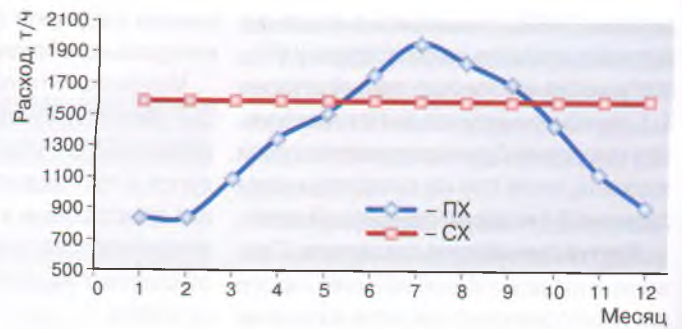


Рис. 4. Расход хладагентов в зависимости от времени года

Таблица 5

Составы пропанового (ПХ) и смешанного (СХ) хладагентов

Компонент	ПХ		СХ	
	Молярная доля, %	Массовая доля, %	Молярная доля, %	Массовая доля, %
Метан	0,0	0,0	47,4	31,9
Этан	0,0	0,0	41,2	51,9
Пропан	100,0	100,0	4,1	7,6
Азот	0,0	0,0	7,3	8,6
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0

Расход хладагентов. В качестве хладагента в цикле предварительного охлаждения используется пропановая фракция, получаемая на ГФУ. Смешанный хладагент состоит из смеси азота, метана, этана, пропана. Составы хладагентов, циркулирующих в системах охлаждения, представлены в табл. 5. На рис. 4 представлена зависимость количества циркулирующего хладагента в системе от времени года, отличающегося среднемесячной температурой.

Если в предварительном контуре охлаждения используется пропан, требованием к которому является отсутствие тяжелых компонентов, то состав смешанного хладагента рассчитывается под конкретный состав сырьевого газа и изменяется в зависимости от времени года. Но в данной технологии за счет постоянства состава

и температуры предварительного охлаждения состав смешанного хладагента в течение года не меняется.

Из рис. 4 видно, что количество пропанового хладагента варьируется в широком диапазоне, в то время как количество смешанного хладагента остается постоянным. Это связано с тем, что СХ охлаждает природный газ до температуры $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$, причем природный газ уже предварительно охлажден до температуры $-34\text{ }^{\circ}\text{C}$ и его объем и состав одинаковы и не зависят от времени года. А расход пропанового хладагента главным образом зависит от температуры окружающей среды.

Проведенные расчеты показали, что в холодные месяцы сокращаются эксплуатационные затраты, так как отрицательные температуры способствуют уменьшению нагрузки на оборудование, и, соответствен-

но, уменьшению расхода пропанового хладагента.

Список литературы

1. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
2. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2009. – 640 с.
3. Имшенецкий В.В., Орлов Ю.Н. Технология СПГ – перспективный вариант освоения ресурсов газа п-ва Ямал. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://lngas.ru/russian-lng-projects/analys-proektnyx-riskov.html>
4. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – М.: Госстрой России, 2003. – 114 с.

References

1. Fedorova E. B. *Sovremennoye sostoyaniye i razvitiye mirovoy industrii szhizhennogo prirodnoyo gaza: tekhnologii i oborudovaniye* [Modern state and development of the world LNG industry: technologies and equipment]. Moscow, Gubkin RGU Publ., 2011. 159 p.
2. Rachevskiy B. S. *Szhizhennyye uglevododorodnyye gazy* [Liquefied hydrocarbon gases]. Moscow, NEFT' i GAZ Publ., 2009. 640 p.
3. Imshenetskiy V. V., Orlov Yu. N. *Tekhnologiya SPG – perspektivnyi variant osvoyeniya resursov gaza p-va Yamal* [LNG technology – a promising variant of the development of gas resources of the Yamal Peninsula]. Available at: <http://lngas.ru/russian-lng-projects/analys-proektnyx-riskov.html>
4. SNiP 23-01-99. *Stroitel'naya klimatologiya* [SNiP 23-01-99. Building climatology]. Moscow, Gosstroy Rossii Publ., 2003. 114 p.