

УДК 621.564,25:551.510.534

С.П. Горбачев*, И.С. Медведков

НИУ «Московский энергетический институт», ул. Красноказарменная, 14, г. Москва, РФ, 111250

*e-mail: sgorb@infoline.su

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ С ПОЛУЧЕНИЕМ ПРОДУКТА ПОВЫШЕННОЙ ЧИСТОТЫ

Наиболее эффективным является малотоннажное производство сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов. При реализации этой технологии необходимо использовать крупногабаритные системы для предварительной осушки и очистки от CO_2 природного газа. Стоимость системы очистки может составлять 40...60 % от стоимости всей СПГ-установки. Для снижения стоимости системы очистки предлагается поток природного газа делить на технологический и производственный, на последний из которых приходится 10...30 % поступающего в установку природного газа. При переходе к таким двухпоточным схемам стоимость системы очистки газа от CO_2 снижается в 6-10 раз. Для увеличения содержания метана до 99 % и выше в производственном потоке и снижения концентрации CO_2 до уровня 50-100 ppm необходимо в низкотемпературной части СПГ использовать сепарацию чистых паров за счёт фракционного испарения с последующей их переконденсацией.

Ключевые слова: Сжиженный природный газ (СПГ). Газораспределительная станция. СПГ-установка. Осушка. Очистка от диоксида углерода. Производство СПГ высокого качества.

S.P. Gorbachev, I.S. Medvedkov

IMPROVED TECHNOLOGY IN THE LIQUEFACTION OF NATURAL GAS AT GAS DISTRIBUTION STATIONS TO GIVE THE PRODUCT OF HIGH PURITY

The most effective is a small-tonnage production of liquefied natural gas (LNG) at gas distribution stations of gas mains. When implementing this technology necessary to use large systems for prior drying, and purification natural gas from CO_2 . The cost of treatment systems can be 40...60 % of the cost throughout the LNG unit. To reduce the cost of treatment system is proposed the flow of natural gas divided on the technology and production, on the last of which accounts for 10...30 % coming in the unit of natural gas. During the transition to this double-flow schemes of as purification system cost of CO_2 decreases by 6-10 times. Order to increase methane content up to 99 % or more in the productional flow and reducing the CO_2 concentration up to the level 50-100 ppm is necessary in low temperature part of LNG use the clean vapors separation by fractional evaporation with their subsequent recondensation.

Keywords: Liquefied natural gas (LNG). Gas distribution station. LNG-unit. Drying. Purification from carbon dioxide. LNG production of high quality.

1. ВВЕДЕНИЕ

Технология малотоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов представляется наиболее эффективной, поскольку позволяет использовать существующий перепад давлений между магистральным и газораспределительным газопроводами для реализации циклов с расширением газа в детандере, например, цикла Клода, без

энергозатрат на сжатие газа в компрессоре. Учитывая имеющийся перепад давлений на ГРС, наиболее перспективны схемы с применением турбодетандера [1-3].

Блок-схема такого цикла представлена на рис. 1, а.

Как известно, коэффициент сжижения газа в цикле Клода достигает максимального значения при оптимальном значении температуры газа перед детандером (рис. 2).

Одной из проблем, возникающих при реализации

этой технологии, является необходимость осушки, а затем и очистки газа, поступающего в установку, в первую очередь, от диоксида углерода. Очистка исходного газа от CO_2 позволяет исключить кристаллизацию диоксида углерода как в процессе сжижения, так и при дальнейшем хранении и газификации СПГ у потребителя.

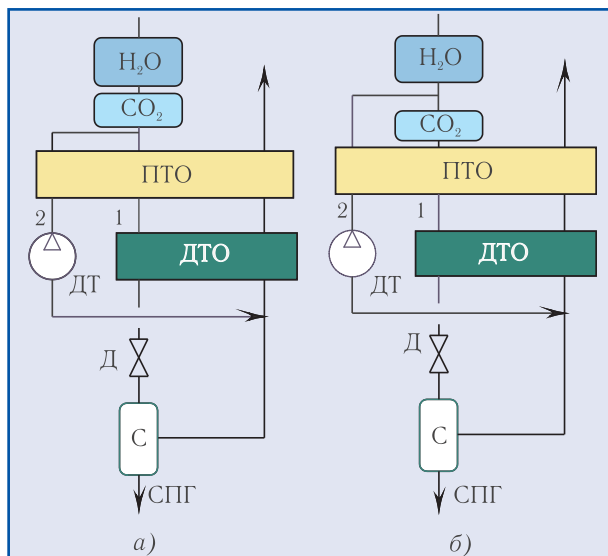


Рис. 1. Схемы сжижения природного газа по циклу с детандером на низком температурном уровне с очисткой всего потока сырья (однопоточная схема) (а) и с очисткой только производного потока газа (двухпоточная схема) (б): H_2O — блок осушки газа; CO_2 — блок очистки газа; ПТО — предварительный теплообменник; ДТ — детандер; ДТО — детандерный теплообменник; Д — дроссель; С — сборник-сепаратор; 1 — производный поток; 2 — технологический поток

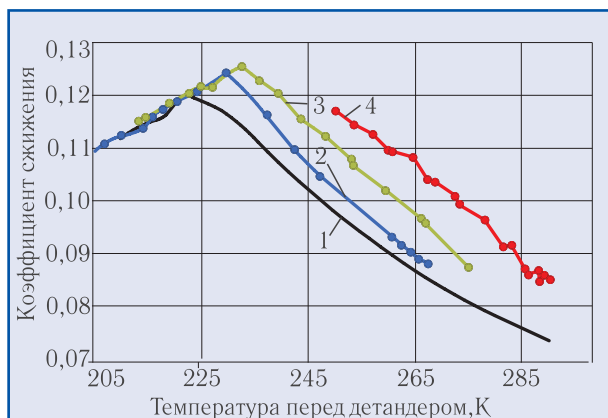


Рис. 2. Значения коэффициентов сжижения в зависимости от температуры перед детандером и содержания в природном газе высококипящих компонентов (ВКК), мольн. %: 1 — 0 (чистый метан); 2 — 1; 3 — 3; 4 — 5. Диапазон расширения газа 3,5 — 0,6 МПа. Адиабатный КПД детандера 75 %

2. ДВУХПОТОЧНАЯ СХЕМА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

На существующих станциях сжижения очистка

газа осуществляется, как правило, адсорбцией на цеолитах, при этом обеспечивается концентрация диоксида углерода в газе на уровне 200-100 ppm. Из-за малой адсорбционной емкости цеолитов по отношению к CO_2 стоимость системы очистки может составлять от 40 до 60 % стоимости установки при содержании CO_2 в исходном газе 0,05-0,5 % [4]. Для снижения стоимости системы очистки предложено в [5] переходить к двухпоточным схемам (рис. 1, б), когда газ, поступающий в установку, делится на два потока: технологический и производный. При этом от диоксида углерода очищается только производный поток, доля которого составляет 10-30 % от всего потока сырьевого газа, отбираемого на установку. Технологический поток (90-70 %) только осушается. Кристаллизация CO_2 в нём исключается за счёт того, что температура газа за детандером (низкая температура технологического потока) поддерживается выше температуры кристаллизации.

Как показано в [6], при больших концентрациях диоксида углерода в сырьевом газе за счёт повышения температуры газа перед детандером и расширения газа в детандере до промежуточного давления можно исключить кристаллизацию в результате некоторого снижения производительности установки. На рис. 3 представлены зависимости коэффициента сжижения цикла и допустимой концентрации диоксида углерода в исходном газе от температуры газа технологического потока перед детандером. Так, например, если содержание CO_2 в исходном газе 3000 ppm (0,3 %), то, повышая температуру газа перед детандером за счёт изменения соотношения расходов технологического и производного потоков с 222 до 230 К, можно исключить кристаллизацию диоксида углерода и реализовать двухпоточную схему. В результате стоимость системы очистки снизится примерно в 8-10 раз. При этом, однако, коэффициент сжижения уменьшится с 0,120 до 0,116, т.е. производительность установки снизится примерно на 4 %.

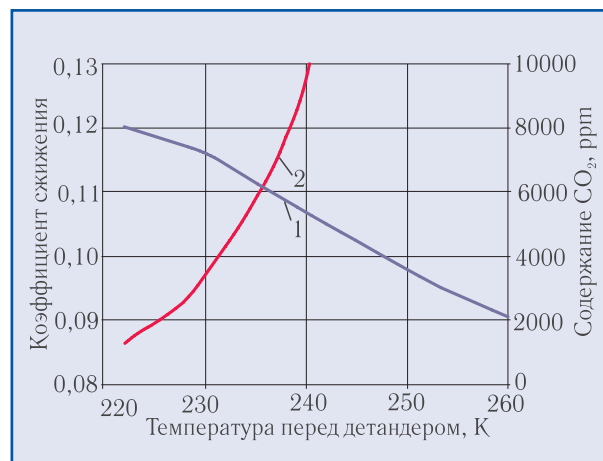


Рис. 3. Коэффициент сжижения чистого метана (1) и допустимая концентрация диоксида углерода в газе (2) в зависимости от температуры газа перед детандером при давлениях прямого потока 3,5 МПа и обратного — 0,6 МПа

Все вышеприведенные выводы справедливы, если рассматривать природный газ как смесь метана и диоксида углерода. На самом деле, как известно, в природном газе содержатся высококипящие компоненты (углеводороды C_{2+} , пары масла) и низкокипящие компоненты (азот, кислород). Если технологический поток на входе в установку сжижения не очищается, то в процессе охлаждения газа возможна конденсация высококипящих компонентов (ВКК) в потоке. Анализ влияния высококипящих компонентов с содержанием 1-5 % (табл. 1) на сжижение природного газа на ГРС по двухпоточной схеме проведен в работе [7].

Таблица 1. Расчётные составы природного газа

Компонент	Содержание для различных смесей, % мольн.		
	1% ВКК	3% ВКК	5% ВКК
Метан	99	97	95
Этан	0,5	2	3
Пропан	0,375	0,75	1,5
Бутан	0,125	0,25	0,5

В результате анализа установлено:

1. При производстве СПГ по циклу с внутренним охлаждением при работе в области максимальной производительности установки (как по однопоточной, так и двухпоточной) практически всегда происходит конденсация высококипящих компонентов в расширительной машине, что может привести к нарушению ее работы.

2. При суммарном содержании высококипящих компонентов в исходном газе 1-5 % мольных расширение газа в турбодетандере завершается в области влажного пара. При этом оптимальное значение температуры газа перед детандером повышается с 223 (для чистого метана) до 235 К (для смеси с содержанием C_{2+} до 3 %), а коэффициент сжижения увеличивается с 0,120 до 0,125.

3. При наличии конденсата высококипящих компонентов повышается растворимость диоксида углерода в газе. Это позволяет исключить кристаллизацию диоксида углерода в детандере практически при оптимальном значении температуры газа перед детандером (рис. 4). Так, например, если в исходном газе концентрация диоксида углерода составляет 5000 ppm (0,5 %), то для смеси ВКК 1 % перед детандером необходимо поддерживать температуру 230 К, и коэффициент сжижения составит 0,123, что весьма близко к оптимальному значению. При сжижении смеси, содержащей 3 % ВКК и 5000 ppm диоксида углерода, последний полностью растворяется в насыщенной углеводородами C_{2+} смеси. Поэтому повышение температуры перед детандером потребует лишь при концентрациях CO_2 в 1,2 % мольн. и выше.

Таким образом, за счёт оптимизации параметров цикла сжижения природного газа, содержащего угле-

водороды C_{2+} , можно повысить производительность установки по сравнению с чистым метаном, обеспечить удовлетворительное качество СПГ (высокое содержание метана), расширить область применения двухпоточных схем при высоком содержании диоксида углерода в исходном газе.

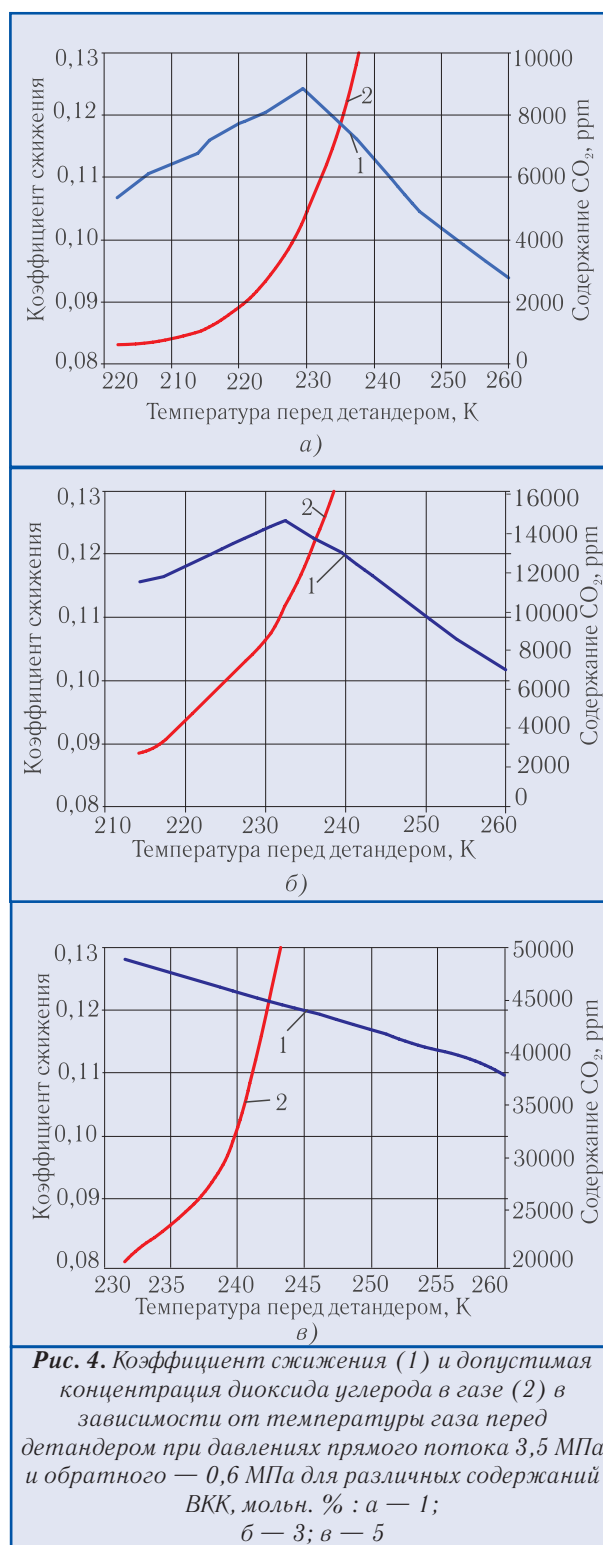


Рис. 4. Коэффициент сжижения (1) и допустимая концентрация диоксида углерода в газе (2) в зависимости от температуры газа перед детандером при давлениях прямого потока 3,5 МПа и обратного — 0,6 МПа для различных содержаний ВКК, мольн. % : а — 1; б — 3; в — 5

Следует заметить, что современные турбодетандеры работают без существенного снижения эффективности при расширении в парожидкостную область

с массовым влагосодержанием 5-7 % [8, 9]. При более высоком содержании высококипящих компонентов в сырьевом газе, а также в случае необходимости работать в области с повышенным влагосодержанием, в качестве расширительных машин целесообразно использовать специальные турбодетандеры, волновые детандеры [10], электрогазодинамические детандеры [11].

3. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ОЧИСТКА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА

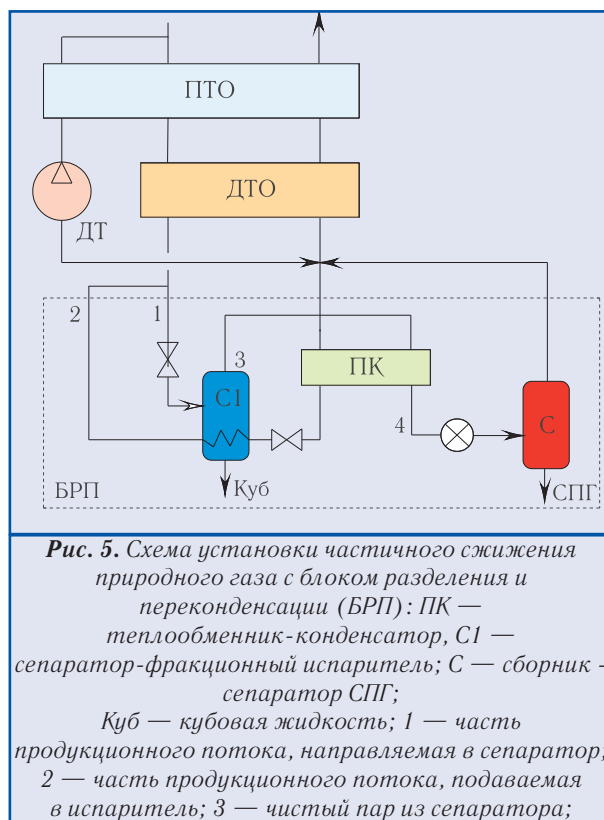
В рассмотренной выше двухпоточной схеме сжижения природного газа предполагается, что очистка производционного потока (рис. 1, а) осуществляется адсорбционным методом. Производительность блока очистки в 8-10 раз меньше, чем при однопоточной схеме. Однако в последнее время появилась необходимость в сжиженном природном газе с содержанием метана свыше 99 % и концентрацией CO_2 в СПГ не более 100-50 ppm, что предполагает очистку исходного газа не только от диоксида углерода, но и от других компонентов (C_{2+} , пары масла, азот и т.д.). В этом случае представляется перспективным использовать низкотемпературную сепарацию чистых паров за счёт фракционного испарения и последующую их переконденсацию [12]. При двухпоточной схеме это позволит полностью отказаться от адсорбционной очистки исходного газа.

Очистка производционного потока происходит следующим образом (рис. 5). Производционный поток перед основным дроссельным вентилем разделяется на две части: первая часть дросселируется в сепаратор до промежуточного давления с образованием жидкой фазы. Вторая часть проходит через испаритель, расположенный в нижней части сепаратора, конденсируется за счёт отвода тепла к жидкости в сепараторе, затем дросселируется с понижением давления и равновесной температуры жидкости и поступает в испаритель-конденсатор. Жидкость в сепараторе испаряется за счет подвода тепла от второй части производционного потока и обогащается высококипящими компонентами, а пар с низким содержанием ВКК отправляется в теплообменник-конденсатор, где конденсируется за счёт испарения второй части производционного потока, и направляется после дополнительного дросселирования в сборник СПГ для отправки потребителю. Чтобы избежать кристаллизации диоксида углерода в кубовой жидкости в процессе ее испарения, часть жидкости выводится из сепаратора. Из-за возможности кристаллизации диоксида углерода в кубовой жидкости ее использование в цикле проблематично и предполагается, что холод этой жидкости не реализуется. Часть производционного потока после испарения в испарителе-конденсаторе поступает в обратный поток цикла и возвращается в распределительный газопровод.

В результате из блока низкотемпературной очистки выходят сжиженный природный газ с низким содержанием ВКК, кубовая жидкость с высоким содержа-

нием ВКК и поток газа с исходным содержанием ВКК, который объединяется с обратным потоком цикла.

Эффективность низкотемпературного блока очистки определяется концентрациями ВКК в сжиженном природном газе в зависимости от состава исходного газа и относительным уменьшением производительности установки, обусловленным выводом кубовой жидкости из установки. При выборе и оптимизации параметров блока очистки с использованием фракционного испарения необходимо в первую очередь определить величину давления в сепараторе С1. Чем ниже это давление, тем меньше ВКК содержится в паре и тем выше качество СПГ (выше концентрация метана). С другой стороны, при низком давлении в сепараторе С1 снижается растворимость ВКК в кубовой жидкости (в первую очередь диоксида углерода). В связи с этим расход кубовой жидкости необходимо увеличивать. Это приводит к снижению коэффициента сжижения газа. Кроме того, из-за возможности кристаллизации диоксида углерода в потоке 2 ограничивается минимально допустимое давление в сепараторе С1. Необходимо также учитывать разность в равновесных давлениях потоков, чтобы обеспечить теплообмен при испарении и конденсации.



Зависимость минимально допустимого давления в сепараторе С1 от состава исходного газа представлена на рис. 6. Видно, что минимальные значения давления укладываются в диапазон рабочих давлений при производстве СПГ на ГРС (3,5-0,6 МПа). При разделении смеси с ВКК 1 % минимальное давление в сепараторе ниже, чем в случае разделения смеси метана и диоксида углерода. Это связано с повышением раст-

воримости диоксида углерода в смеси тяжелых углеводородов C_{2+} . Такое снижение давления в сепараторе приводит к повышению эффективности разделения.

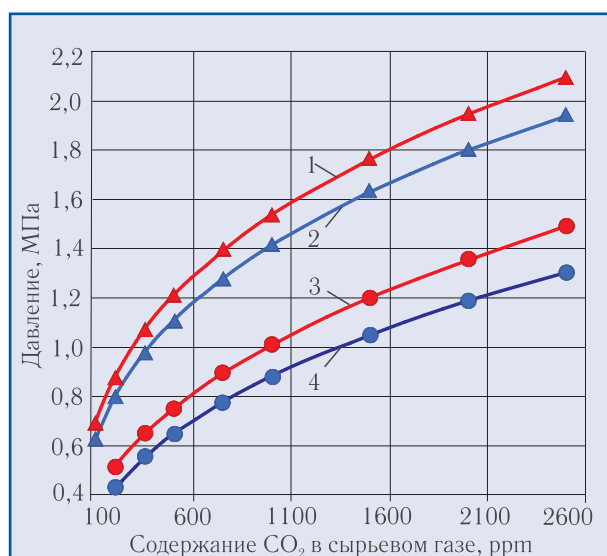


Рис. 6. Давления в схеме БРП: 1 — давление в сепараторе С1, смесь CH_4+CO_2 ; 2 — минимально допустимое давление в потоке 2, смесь CH_4+CO_2 ; 3 — давление в сепараторе С1, смесь ВКК 1%+ CO_2 ; 4 — минимальное давление в потоке 2, смесь ВКК 1%+ CO_2

На рис. 7 представлены зависимости коэффициента сжижения для установки (рис. 1, б) в зависимости от требуемой чистоты СПГ по CO_2 и состава исходной смеси. Из этих зависимостей следует, что применение фракционного испарения для повышения качества СПГ позволяет снизить концентрацию диоксида углерода в продукте с 500 ppm до 100 ppm с одновременным уменьшением производительности установки на 15 %. Даже небольшое содержание углеводородов C_{2+} позволяет снизить концентрацию диоксида углерода до 50 ppm при уменьшении производительности на 25 %. Одновременно со снижением концентрации диоксида углерода происходит снижение концентрации всех высококипящих компонентов (табл. 2). В то же время применение фракционного испарения для очистки смесей с относительно высоким содержанием диоксида углерода в исходном газе около 1000 ppm, очевидно, нецелесообразно.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании одно- и двухпоточных схем следует строго соблюдать рекомендуемые температурные уровни подключения турбодетандера в зависимости от состава сырьевого газа. Выход за оптимальные параметры функционирования турбодетандера чреват кристаллизацией диоксида углерода и появлением капельной влаги при расширении.

Применение двухпоточных схем позволяет значительно (в 6-10 раз) сократить стоимость системы очистки сырьевого газа от диоксида углерода.

Предлагаемая технология производства СПГ по циклу с расширением газа в детандере с использованием двухпоточной схемы и низкотемпературного блока очистки продукта путем фракционного испарения позволяет обеспечить концентрацию диоксида углерода в продукте на уровне 50-100 ppm, снизить на порядок концентрацию углеводородов C_{2+} при снижении на порядок стоимости системы очистки, но и при уменьшении производительности по СПГ на 15-20 %. Однако область применения такой технологии ограничена содержанием диоксида углерода в исходном газе на уровне 500 ppm (0,05 %).

Таблица 2. Состав СПГ при сжижении смеси с ВКК (1 %) и CO_2 (500 ppm) в установке частичного сжижения с блоком разделения и переконденсации продукта (БРП) в зависимости от степени очистки (содержания CO_2 в СПГ). Концентрация н-бутана в СПГ во всех случаях < 1 ppm

CO_2 , ppm	Метан, %	Этан, ppm	Пропан, ppm
51	99,99	100	4
75	99,98	140	5
111	99,97	190	7
139	99,96	220	8
169	99,95	270	10
222	99,94	330	9
243	99,94	340	9

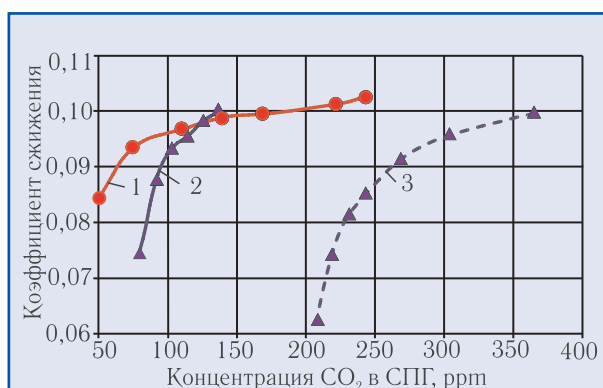


Рис. 7. Коэффициент сжижения установки с БРП (рис. 5) в зависимости от требуемой чистоты СПГ по CO_2 и состава исходной смеси: 1 — смесь ВКК 1%+ CO_2 (500 ppm); 2 — смесь CH_4+CO_2 (500 ppm); 3 — смесь CH_4+CO_2 (1000 ppm). Диапазон расширения 3,5-0,6 МПа. Адиабатный КПД детандера 75 %

ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горбачев С.П., Копосов А.И. Оценка эффективности малотоннажного производства СПГ на газораспределительных станциях// Конференция в рамках выставки «Газо-

вая промышленность России. Актуальные аспекты. 2007» (Москва), 2008. — С. 50-53.

2. Современные технологии сжижения природного газа в установках малой и средней производительности/ **Б.Д. Краковский, В.А. Мартынов, О.М. Попов, В.Н. Удуг**// Использование сжиженного природного газа на железнодорожном транспорте. Материалы заседания секции Научно-технического совета ОАО «Газпром». — М.:ООО «ИРЦ «Газпром», 2007. — С.70-79.

3. **Мошканцев М.А.** Детандерно-компрессорные схемы производства сжиженного природного газа на газораспределительных станциях с низким давлением входящего газа// Материалы научно-технического совета ОАО «Газпром» по теме «Перспективы и опыт применения сжиженного природного газа на объектах ОАО «Газпром». — М.:ООО «ИРЦ «Газпром», 2002. — С. 16-20.

4. **Горбачев С.П., Люгай С.В., Самсонов Р.О.** Технология производства СПГ на газораспределительных станциях при повышенном содержании диоксида углерода в сетевом газе// Технические газы. — 2010. — № 3. — С.48-52.

5. Пат. 2438081 РФ. Способ сжижения природного газа (варианты) и установка для его реализации (варианты)/ **Горбачев С.П.** — Оpubл. в Бюллетене 27.12.2011.

6. **Люгай С.В.** Повышение эффективности сжижения

природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов : Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М.: ВНИИГАЗ, 2010. — 24 с.

7. **Горбачев С.П., Медведков И.С.** Влияние высококипящих компонентов при производстве СПГ на ГРС// Транспорт на альтернативном топливе. — 2012. — №2. — С.48-54.

8. **Гришутин М.М., Севастьянов А.П., Селезнев Л.И.** Паротурбинные установки с органическими рабочими телами. — Л.: Машиностроение, 1988. — 219 с.

9. **Архаров А.М., Буткевич И.К.** Машины низкотемпературной техники. Криогенные машины и инструменты. — М.: Изд. МГТУ им. Баумана, 2011. — 582 с.

10. **Семенов В.Ю., Лаухин Ю.А.** Результаты экспериментальных исследований криогенного волнового детандер-компрессора// Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2009. — № 4. — С.23-25.

11. Электрогазодинамический генератор-детандер (ЭГД-ГД) и его применение для сжижения природного газа/ **Г.И. Бумагин, Л.В. Попов, А.Е. Раханский, Е.И. Рогольский**// Транспорт на альтернативном топливе. — 2009. — №1 — С.41-47.

12. Пат. 2212598 РФ. Способ частичного сжижения природного газа и установка для его реализации/ **Горбачев С.П.** — Оpubл. в Бюллетене 20.09.2003.

Никаких компромиссов при работе с криогенными газами



от ДУ 6 до ДУ 25
с -270 до +400 °С
от 0,2 до 250 бар



Где безопасность, срок службы и простота обслуживания имеют самый высокий приоритет, там при хранении и транспортировании криогенных газов отлично работают клапаны от HEROSE.

Тщательный выбор материалов, постоянный контроль качества, выходной контроль с проверкой плотности и работоспособности клапанов гарантируют стопроцентно высшее качество «Сделано в Германии».

Обращайтесь к нам за подробностями!

HEROSE GMBH
Germany
Phone: +49 4531 509-0
Fax: +49 4531 509 120
info@herose.com

www.herose.com