



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2008144568/06, 10.04.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.04.2007

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
12.04.2006 EP 06112511.8

(43) Дата публикации заявки: 20.05.2010 Бюл. № 14

(45) Опубликовано: 10.07.2011 Бюл. № 19

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 2005247078 A1, 10.11.2005. RU 2220387
C2, 27.12.2003. RU 2099654 C1, 20.12.1997. US
6526777 B1, 04.03.2003. WO 2005/045338 A1,
19.05.2005.(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 12.11.2008(86) Заявка РСТ:
EP 2007/053448 (10.04.2007)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2007/116050 (18.10.2007)

Адрес для переписки:

103735, Москва, ул. Ильинка, 5/2, ООО
"Союзпатент", Н.Н.Высоцкой

(72) Автор(ы):

**КЕВЕНАР Марк Антониус (NL),
ПОХ Чун Кит (NL)**

(73) Патентообладатель(и):

**ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)****(54) СПОСОБ И УСТАНОВКА ДЛЯ СЖИЖЕНИЯ ПОТОКА ПРИРОДНОГО ГАЗА**

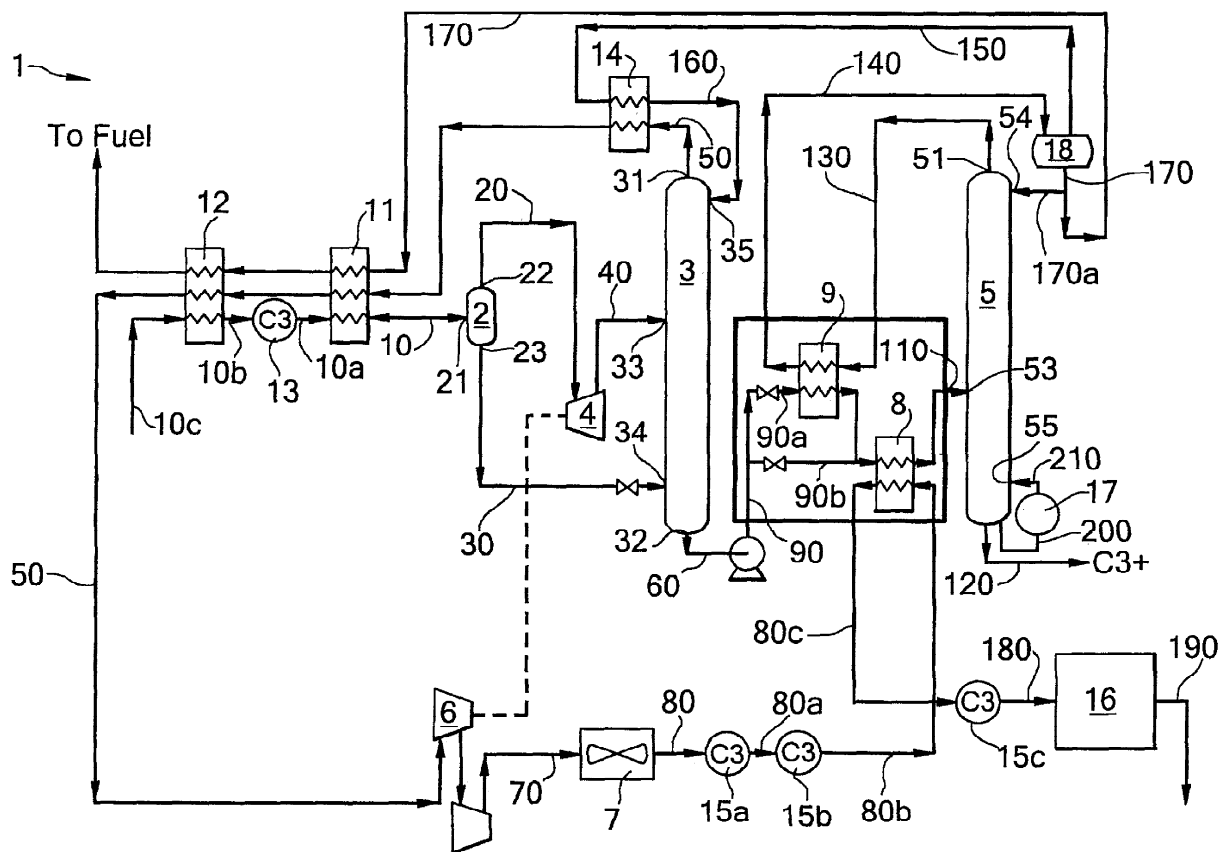
(57) Реферат:

Настоящее изобретение относится к способу сжижения потока углеводородов, например потока природного газа, включающему, по меньшей мере, стадии подачи исходного потока (10) частично сконденсированных углеводородов в первый аппарат (2) для разделения газа и жидкости; разделение потока (10) сырья в первом аппарате (2) для разделения газа и жидкости на газообразный поток и жидкостный поток; расширение газообразного потока (20), сформированного на стадии (b), с получением в результате

расширенного потока (40), и его подачу во второй аппарат (3) для разделения газа и жидкости; подачу потока (30) жидкости во второй аппарат (3) для разделения газа и жидкости; отвод жидкостного потока (60) с низа второго аппарата для разделения газа и жидкости и подачу его в колонну (5) фракционирования; отвод газообразного потока (50) с верха второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости и подачу его в компрессор (6) с получением в результате сжатого потока (70); охлаждение сжатого потока (70) с получением охлажденного

сжатого потока (80); осуществление теплообмена между охлажденным сжатым потоком (80) и потоком, находящимся ниже по потоку от первого аппарата (2) для разделения газа и жидкости и выше по потоку от

колонны (5) фракционирования. Технический результат представляет собой увеличение количества произведенного сжиженного природного газа. 2 н. и 11 з.п. ф-лы, 2 ил., 2 табл.



Фиг.1

RU 2 4 2 3 6 5 4 C 2

RU 2 4 2 3 6 5 4 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
F25J 3/02 (2006.01)
F25J 1/02 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: **2008144568/06, 10.04.2007**

(24) Effective date for property rights:
10.04.2007

Priority:

(30) Priority:
12.04.2006 EP 06112511.8

(43) Application published: **20.05.2010 Bull. 14**

(45) Date of publication: **10.07.2011 Bull. 19**

(85) Commencement of national phase: **12.11.2008**

(86) PCT application:
EP 2007/053448 (10.04.2007)

(87) PCT publication:
WO 2007/116050 (18.10.2007)

Mail address:
**103735, Moskva, ul. Il'inka, 5/2, OOO
"Sojuzpatent", N.N.Vysotskoj**

(72) Inventor(s):

**KEVENAR Mark Antonius (NL),
POKh Chun Kit (NL)**

(73) Proprietor(s):

**ShELL INTERNEhShNL RISERCh
MAATSKhAPIJ B.V. (NL)**

(54) METHOD AND PLANT TO LIQUEFY FLOW OF NATURAL GAS

(57) Abstract:

FIELD: power engineering.

SUBSTANCE: invention relates to the method to liquefy a flow of hydrocarbons, for instance, a flow of natural gas, including at least stages of supplying the initial flow (10) of partially condensed hydrocarbons into the first device (2) for separation of gas and fluid; separation of raw materials flow (10) in the first device (2) to separate gas and fluid into a gaseous flow and a fluid flow; expansion of the gaseous flow (20), formed at the stage (b), to produce an expanded flow as a result (40), and its supply into the second device (3) to separate gas and fluid; supply of fluid flow (30) into the second device (3) to separate gas

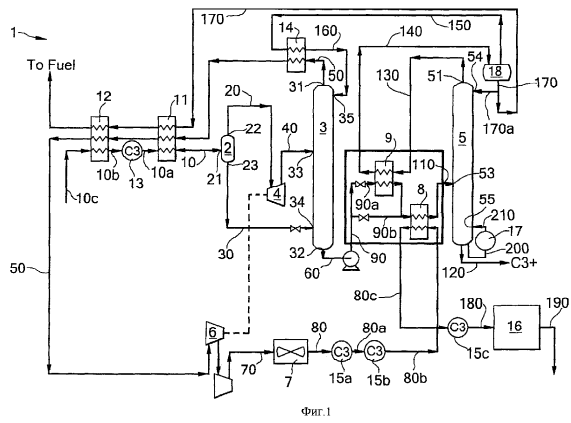
and fluid; removal of the fluid flow (60) from the second device bottom to separate gas and fluid and to supply it into a fractionating tower (5); removal of the gaseous flow (50) from the top of the second device (3) to separate gas and fluid and to supply it into a compressor (6) to produce a compressed flow (70) as a result; cooling of the compressed flow (70) to produce the cooled compressed flow (80); realisation of heat exchange between the cooled compressed flow (80) and the flow available downstream the first device (2) to separate gas and fluid and upstream the fractionating tower (5).

EFFECT: increased amount of produced liquefied natural gas.

13 cl, 2 dwg

RU 2 423 654 C2

RU 2 423 654 C2



Фиг. 1

RU 2 4 2 3 6 5 4 C 2
4 5 9 6 5 4

RU 2 4 2 3 6 5 4 C 2

Область техники

Настоящее изобретение относится к способу сжижения потока углеводородов, например потока природного газа.

Уровень техники

5 Известны различные способы сжижения потока природного газа с получением в результате сжиженного природного газа (СПГ). Сжижение потока природного газа необходимо по ряду причин. В качестве примера природный газ может храниться и
10 транспортироваться в виде жидкости на большие расстояния легче, чем в газообразном состоянии, поскольку в виде жидкости он занимает меньший объем, и отсутствует необходимость его хранения при высоких давлениях.

Обычно сжижаемый поток природного газа (содержащий, главным образом, метан) содержит этан, более тяжелые углеводороды и, возможно, другие компоненты, которые перед сжижением природного газа следует извлечь до определенной степени.
15 В связи с этим поток природного газа подвергают переработке. Один из процессов переработки включает извлечение, по меньшей мере, некоторого количества этана, пропана и более тяжелых углеводородов, таких как бутан и пропаны (часто называемое выделением или извлечением "жидкостей природного газа").

20 В патентном документе US 5291736 описан известный способ сжижения природного газа, включающий извлечение углеводородов, более тяжелых, чем метан. Другой пример известного способа приведен в патентном документе US 2005/0247078.

Проблема известных способов заключается в том, что если необходима переработка относительно бедного потока исходного сырья (т.е. содержащего
25 относительно небольшое количество этана, пропана и других углеводородов), располагаемая охлаждающая способность (производительность охлаждающего аппарата) используется не оптимально. Другими словами, при одинаковом режиме охлаждения производится меньшее количество СПГ.

30 Задача настоящего изобретения заключается именно в минимизации вышеуказанной проблемы.

Другая задача настоящего изобретения заключается в обеспечении альтернативного способа сжижения потока природного газа с извлечением в то же
35 время некоторой части этана, пропана и высших углеводородов, находящихся в потоке исходного сырья.

Раскрытие сущности изобретения

Одна или более из указанных задач и другие задачи решаются в соответствии с настоящим изобретением за счет обеспечения способа сжижения потока
40 углеводородов, например потока природного газа, при этом указанный способ включает, по меньшей мере, следующие стадии:

(a) подачу исходного потока частично сконденсированных углеводородов в первый аппарат, предназначенный для разделения газа и жидкости;

45 (b) разделение потока сырья в указанном первом разделительном аппарате на газообразный поток и жидкостный поток;

(c) расширение газообразного потока, полученного на стадии (b), с образованием в результате расширенного потока и его подачу во второй аппарат для разделения газа и жидкости в первой точке ввода аппарата;

50 (d) подачу жидкостного потока, полученного на стадии (b), во второй аппарат для разделения газа и жидкости во второй точке ввода;

(e) удаление жидкостного потока с низа второго аппарата для разделения газа и жидкости и подачу его в колонну фракционирования;

(f) удаление с верха второго аппарата для разделения газа и жидкости газообразного потока и направление его в компрессор с получением тем самым сжатого потока, имеющего давление более 50 бар;

(g) охлаждение сжатого потока, произведенного на стадии (f), с получением в результате охлажденного сжатого потока;

(h) осуществление теплообмена между охлажденным сжатым потоком, полученным на стадии (g), и потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого аппарата для разделения газа и жидкости и выше по потоку от колонны фракционирования; и

(i) сжижение охлажденного сжатого потока, осуществляемое после проведения теплообмена на стадии (h), с получением в результате сжиженного потока.

Неожиданно было установлено, что в соответствии с настоящим изобретением может быть увеличено производство СПГ, несмотря на то, что реализуется такой же режим внешнего охлаждения.

Дополнительное преимущество настоящего изобретения заключается в относительной простоте предлагаемого способа, что приводит к снижению капитальных затрат.

В этой связи следует отметить, что согласно патентным документам US 4689063 и US 6116050 предлагается обменивать теплотой друг с другом различные потоки. Однако в указанных патентных документах не решается задача сжижения потока углеводородов (обычно богатого метаном) и, как результат, не предусматривается получение потока высокого давления, по меньшей мере, давления, равного 50 бар (как в случае проведения стадии (f) способа, соответствующего настоящему изобретению). Кроме того, поскольку указанные документы US 4689063 и US 6116050 не касаются процесса сжижения, обсуждение эффективности процесса, проведенное в двух этих опубликованных документах (и, по усмотрению, в других подобных публикациях) не является автоматически правомерным и применимым для схем производственных установок, предназначенных для сжижения потока углеводородов (обычно богатого метаном).

В соответствии с настоящим изобретением потоком углеводородов может быть любой подходящий углеводородсодержащий поток, подлежащий сжижению, но, как правило, это - поток природного газа, полученный из месторождений природного газа и нефти. В качестве альтернативы потоком природного газа, кроме того, может быть поток, полученный из другого источника, включая также искусственный источник, например, технологический процесс Фишера-Тропша.

Обычно поток природного газа содержит, в основном, метан. Предпочтительно поток исходного сырья содержит, по меньшей мере, 60 мол.% метана, более предпочтительно, по меньшей мере, 80 мол.% метана.

В зависимости от располагаемого источника природный газ может содержать различные количества углеводородов, более тяжелых, чем метан, таких, как пропан, бутаны и пентаны, а также ароматические углеводороды. Поток природного газа, кроме того, может содержать не углеводородные соединения, например, H_2O , N_2 , CO_2 , H_2S и другие соединения серы, и тому подобные соединения.

В случае необходимости, поток сырья перед подачей в первый аппарат для разделения газа и жидкости может быть предварительно обработан. Эта предварительная обработка может включать удаление нежелательных компонент, таких как CO_2 и H_2S , или другие стадии, например, предварительное охлаждение, предварительное сжатие или тому подобное. Поскольку эти стадии хорошо известны

специалистам в данной области техники, они далее здесь не рассматриваются.

Первый и второй аппараты для разделения газа и жидкости могут представлять собой любые подходящие средства для получения газообразного потока и жидкостного потока, например, скруббер, колонна фракционирования, ректификационная колонна и т.п. При необходимости могут быть использованы два или большее количество аппаратов для разделения газа и жидкости. Предпочтительно второй аппарат для разделения газа и жидкости представляет собой колонну, например ректификационную колонну.

Специалисту в данной области техники будет понятно, что стадии расширения, охлаждения и теплообмена могут осуществляться различными путями. Поскольку специалисту достаточно ясно, как осуществить эти стадии, далее здесь это не обсуждается.

Для специалиста будет также очевидно, что полученные потоки, при необходимости, затем могут быть подвергнуты дальнейшей обработке.

Кроме того, охлажденный сжатый поток, полученный на стадии (h), после осуществления теплообмена сжижают с получением тем самым сжиженного потока, например, СПГ. Такое сжижение может быть произведено различными способами. Помимо этого между процессами разделения газа и жидкости в первом разделительном аппарате и сжижением могут быть осуществлены дополнительные промежуточные стадии обработки.

Предпочтительно на стадии (h) осуществляется непосредственный теплообмен, т.е. два (или более) потока, которые обмениваются теплотой, протекают, контактируя друг с другом (в потоке или противотоке), по меньшей мере, в одном общем теплообменнике. Поэтому можно избежать использования, например, промежуточного теплоносителя (используемого, к примеру, в US 2005/0247078).

Кроме того, предпочтительно, чтобы на стадии (h) охлажденный сжатый поток обменивался теплотой с жидкостным потоком, отводимым на стадии (e) из второго аппарата для разделения газа и жидкости.

За счет этого снижается потребление хладагента, используемого для охлаждения охлажденного сжатого потока (например, в цикле охлаждения с использованием пропана), так, что производство сжиженного потока может быть увеличено.

Кроме того, предпочтительно, чтобы на стадии (h) сжатый охлажденный поток обменивался теплотой, по меньшей мере, с частью расширенного потока, полученного на стадии (c).

За счет этого дополнительно может быть уменьшено потребление хладагента, используемого для охлаждения охлажденного сжатого потока (например, в цикле охлаждения с использованием пропана).

Выгодно, чтобы с верха колонны фракционирования отводился газообразный поток, который обменивается теплотой, по меньшей мере, с частью потока, отводимого с низа второго аппарата для разделения газа и жидкости.

Помимо того, предпочтительно, чтобы газообразный поток, отводимый на стадии (f) с верха второго аппарата для разделения газа и жидкости, перед его подачей в компрессор обменивался теплотой с потоком сырья.

Кроме того, предпочтительно, чтобы газообразный поток, отводимый из колонны фракционирования, после теплообмена, по меньшей мере, с частью потока, отводимого с низа второго аппарата для разделения газа и жидкости, обменивался теплотой с газообразным потоком, отводимым из второго аппарата для разделения газа и жидкости.

Согласно следующему параллельному аспекту настоящее изобретение обеспечивает установку, подходящую для осуществления способа, соответствующего настоящему изобретению, содержащую

5 первый аппарат для разделения газа и жидкости, имеющий вход для частично сконденсированного потока исходных углеводородов, первый выход для газообразного потока и второй выход для жидкостного потока;

10 второй аппарат для разделения газа и жидкости, имеющий, по меньшей мере, первый выход для газообразного потока и второй выход для жидкостного потока, и первую, и вторую точки ввода сырья;

расширительное устройство, предназначенное для расширения газообразного потока, отведенного из первого выхода первого аппарата для разделения газа и жидкости, с получением в результате расширенного потока;

15 колонну фракционирования, имеющую, по меньшей мере, первый выход для потока газа, второй выход для потока жидкости и первую точку ввода исходного сырья;

компрессор для сжатия потока газа, отводимого из первого выхода второго аппарата для разделения газа и жидкости, обеспечивающий получение сжатого потока с давлением более 50 бар;

20 охладитель для охлаждения сжатого потока, отведенного из компрессора, с получением в результате охлажденного сжатого потока;

первый теплообменник для осуществления теплообмена между охлажденным сжатым потоком и потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого газожидкостного сепаратора и выше по потоку от колонны фракционирования; и

25 устройство для сжижения, предназначенное для сжижения охлажденного сжатого потока, расположенное ниже по потоку от первого теплообменника, при этом устройство для сжижения включает, по меньшей мере, один криогенный теплообменник.

30 В нижеследующем описании изобретение будет иллюстрировано не ограничивающими изобретение чертежами.

Фиг.1 - схема технологического процесса в соответствии с настоящим изобретением.

Фиг.2 - схема технологического процесса в соответствии с другим воплощением настоящего изобретения.

35 Для целей этого описания отдельно взятым ссылочным номером позиции будет обозначен определенный трубопровод, а также поток, протекающий по этому трубопроводу. При этом одинаковые элементы установки обозначены на чертежах одинаковыми номерами позиций.

40 На Фиг.1 показана схема технологического процесса сжижения потока углеводородов (в целом обозначена на фигуре ссылочной позицией 1), например, природного газа, в котором перед фактическим осуществлением сжижения природного газа из него до определенной степени удаляют этан и более тяжелые углеводороды (производят "извлечение жидкостей природного газа").

45 Схема технологического процесса, представленная на фиг.1, включает первый аппарат 2 для разделения газа и жидкости, второй аппарат 3 для разделения газа и жидкости (дистилляционная колонна в воплощениях, иллюстрируемых на фиг.1 и фиг.2, например, абсорбционная колонна), расширительное устройство 4, колонну 5 фракционирования, компрессор 6 (который может представлять собой последовательный ряд (цепочку) из одного или большего количества компрессоров), охладитель 7, первый теплообменник 8, второй теплообменник 9, третий теплообменник 11 и устройство 16 для сжижения газа. Специалисту в данной области

техники будет ясно, что при необходимости в схему могут быть включены дополнительные элементы.

В процессе функционирования установки частично сконденсированный поток 10 исходного сырья, содержащий природный газ, подают на вход 21 первого аппарата 2 для разделения газа и жидкости при определенных входном давлении и входной температуре. Обычно давление на входе первого аппарата 2 для разделения газа и жидкости будет находиться в интервале от 10 до 80 бар, а температура обычно составляет от 0 до - 60°C.

В первом аппарате 2 для разделения газа и жидкости поток 10 исходного сырья разделяют на отводимый с верха газообразный поток 20 (отводимый через первый выход 22) и отбираемый с низа поток 30 (отводимый через второй выход 23). Отбираемый с верха поток 20 обогащен метаном по отношению к потоку 10 исходного сырья (и обычно обогащен также этаном).

Газообразный поток 20, отводимый через первый выход 22 аппарата 2 для разделения газа и жидкости, расширяют в расширительном устройстве 4 и затем в виде потока 40 подают во второй аппарат 3 для разделения газа и жидкости в первой точке 33 ввода (в первом месте 33 ввода) потока. Обычно второй аппарат 3 для разделения газа и жидкости представляет собой абсорбционную колонну.

Поток 30, отбираемый с низа первого аппарата для разделения газа и жидкости, обычно является жидкостным потоком и, как правило, содержит некоторые компоненты, которые способны замораживаться, если они находятся при температуре, при которой сжижается метан. Отбираемый с низа аппарата поток 30 содержит, кроме того, углеводороды, которые могут быть переработаны отдельно с образованием продукта в виде сжиженного нефтяного газа (СНГ). Поток 30 подают во второй аппарат 3 для разделения газа и жидкости, во вторую точку 34 ввода, при этом обычно указанная вторая точка 34 ввода аппарата расположена на более низком уровне по сравнению с первой точкой 33 ввода.

Газообразный поток 50, отбираемый с верха второго аппарата 3 для разделения газа и жидкости, отводят через первый выход 31 и направляют в ряд последовательно установленных компрессоров 6.

Жидкостный поток 60 с низа второго аппарата 3 для разделения газа и жидкости отводят через второй выход 32 и направляют в колонну 5 фракционирования с подачей в первую точку 53 ввода колонны. Предпочтительно колонна 5 фракционирования функционирует при давлении, равном или большем, чем давление в абсорбционной колонне 3.

В компрессоре 6 происходит сжатие, в результате чего получают сжатый поток 70. Обычно давление сжатого потока 70 находится в интервале от 50 бар до 95 бар, предпочтительно более 60 бар, более предпочтительно более 95 бар. Один или большее количество компрессоров, используемых для получения потока 70, могут быть функционально соединены с расширительным устройством 4 (как показано на фиг.1). Сжатый поток 70 последовательно охлаждают в охладителе 7 (например, в воздушном или водяном охладителе, или в теплообменнике, в котором циркулирует подводимый извне хладагент) и в результате получают охлажденный сжатый поток 80, который затем обменивается теплотой с потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого аппарата 2 для разделения газа и жидкости и выше по потоку от колонны 5 фракционирования, т.е. между вторым выходом 23 первого аппарата для отделения газа от жидкости и первой точкой 53 ввода потока в колонну 5 фракционирования.

В воплощении, соответствующем фиг.1, сжатый охлажденный поток 80 обменивается теплотой с потоком жидкости 60, отводимым из второго аппарата 3 для разделения газа и жидкости, и затем в виде потока 180 направляется в устройство для сжижения (в целом показанное позицией 16) с целью получения сжиженного
5 потока 190, например, потока СПГ. Для этой цели устройство 16 для сжижения включает, по меньшей мере, один криогенный теплообменник (не показан). Поскольку специалисту в данной области техники без труда будет понятно, как может осуществляться этот процесс сжижения, в дальнейшем он рассматриваться здесь не
10 будет.

Как показано на фиг.1, поток 60 жидкости, отведенный через второй выход 32 второго аппарата 3 для разделения газа и жидкости и нагнетаемый в виде потока 90 в первый теплообменник 8 для проведения теплообмена с охлажденным сжатым
15 потоком 80, направляют затем в колонну 5 фракционирования в виде потока 110, вводимого в эту колонну в точке 53. В воплощении, показанном на фиг.1, часть потока 90 (а именно, поток 90а) перед вводом в первый теплообменник 8 направляют в дополнительный теплообменник (второй теплообменник 9).

С верха колонны 5 фракционирования отводят газообразный поток 130 (через
20 первый выход 51), который обменивается теплотой с потоком 90 во втором теплообменнике 9 и затем в виде потока 140 направляется в цилиндрическую емкость 18. Из цилиндрической емкости 18 отводимую с ее верха часть потока (поток 150) направляют в теплообменник 14 (для обмена теплотой с потоком 50), и затем в виде потока 160 эта часть поступает во второй аппарат 3 для разделения газа и
25 жидкости через третью точку 35 ввода, которая обычно находится выше первой точки 33 ввода. Кроме того, с низа цилиндрической емкости 18 выходит поток 170, который отводится из установки, например, как поток топлива. При необходимости поток 170 может обмениваться теплотой в теплообменнике 11 и 12. Некоторая часть
30 потока 170 может быть направлена в виде потока 170а в колонну фракционирования с вводом во второй точке 54 ввода колонны, которая обычно находится выше первой точки 54 ввода. Кроме того, для потока 200 рециркуляции, возвращаемого в виде потока 210 в колонну фракционирования 5 с вводом в третью точку 55 ввода колонны, может быть установлен кипятильник 17.

С низа колонны 5 фракционирования отводится поток 120 жидкости (через второй
35 выход 52), которой может быть в дальнейшем переработан для получения из него определенных компонент.

Как показано в воплощении на фиг.1, для получения частично сконденсированного
40 потока 10 сырья этот поток может быть предварительно охлажден различными способами, например, посредством теплообмена в теплообменниках 12, 13 и 11 в виде потоков 10с, 10b и 10а соответственно. В теплообменниках 11 и 12 поток сырья обменивается теплотой (потоки 10а и 10с) с потоком 50, отводимым с верха второго
45 аппарата 3 для разделения газа и жидкости через первый выход 31 и направляемым в компрессор 6. В теплообменнике 13 поток 10 сырья в виде потока 10b обменивается теплотой с внешним хладагентом, циркулирующим, например, в контуре с пропановым хладагентом (С3).

Кроме того, на фиг.1 показано, что перед осуществлением теплообмена в
50 теплообменниках 11 и 12 поток 50, отводимый с верха аппарата 3, обменивается теплотой с потоком 150, отбираемым с верха цилиндрической емкости 18, в теплообменнике 14.

В случае необходимости поток 10 сырья перед его подачей в первый аппарат 2 для

разделения газа и жидкости может быть дополнительно предварительно обработан. В качестве примера, CO_2 , H_2S , а также углеводородные компоненты, имеющие молекулярный вес пентана или выше, могут быть, по меньшей мере, частично извлечены из потока 10 сырья перед его подачей в аппарат 2 для разделения газа и жидкости.

Кроме того, охлажденный сжатый поток 80 может быть дополнительно охлажден перед осуществлением его теплообмена с потоком 90 в первом теплообменнике 8. На фиг.1 показано три используемых для этой цели теплообменника 15а, 15б и 15с, расположенные выше по потоку от устройства 16 для сжижения, в которых может циркулировать один или большее количество подводимых извне хладагентов (в данном случае хладагент - пропан, "С3"). После охлаждения в теплообменниках 15а и 15б поток 80 обменивается теплотой (как поток 80б) в первом теплообменнике 8, после чего этот поток дополнительно охлаждается, как поток 80с, в теплообменнике 15с с получением потока 180. Как правило, поток 80с имеет температуру ниже 0°C и предпочтительно выше -35°C . В случае необходимости перед сжижением в устройстве 16 для сжижения поток 180 может проходить через дополнительные стадии технологического процесса.

На фиг.2 схематически показано альтернативное воплощение установки в соответствии с настоящим изобретением, в соответствии с которым охлажденный сжатый поток 80 обменивается теплотой, по меньшей мере, с частью (поток 40а) расширенного потока 40, полученного из расширительного устройства 4. В воплощении, показанном на фиг.2, расширенный поток 40 разделяют на субпотоки 40а и 40б, при этом поток 40б направляют в обход первого теплообменника 8.

Само собой разумеется, что воплощения, иллюстрируемые на фиг.1 и фиг.2, при желании могут быть скомбинированы.

Таблицы 1 и 2 дают общее представление о температурах и давлениях потока в различных элементах схемы в примерах реализации процессов согласно схеме, представленной на фиг.1. Кроме того, в указанных Таблицах приведены данные по содержанию метана в мол.%. Поток сырья в трубопроводе 10 на фиг.1 характеризуется приблизительно следующим составом компонент: метан - 91%, этан - 4%, пропан - 3%, бутаны и пентаны - почти 2% и азот - 0,1%. Другие компоненты, такие как H_2S , CO_2 и H_2O , предварительно были удалены.

Таблица I			
Трубопровод	Давление (бар)	Температура ($^\circ\text{C}$)	Метан (мол.%)
10с	57,7	19,8	90,6
10б	57,5	-1,3	90,6
10а	57,2	-11,5	90,6
10	57,0	-33,4	90,6
20	56,9	-33,4	93,5
30	56,9	-33,5	48,6
40	22,0	-75,4	93,5
50	21,7	-79,8	94,9
60	21,9	-68,3	34,3
70	73,0	89,4	93,9
80	72,7	53,0	93,9
80а	72,4	21,0	93,9
80б	72,0	-11,5	93,9
80с	71,8	-27,3	93,9
90	24,0	-68,2	34,3
130	22,4	2,7	52,7

140	22,2	-76,8	52,7
180	71,4	-27,5	93,9

В качестве объекта для сравнения была использована такая же схема установки, как и на фиг.1, но в отличие от настоящего изобретения, в этой установке не осуществляется теплообмен охлажденного сжатого потока 80 с потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого аппарата 2 для разделения газа и жидкости и выше по потоку от колонны 5 фракционирования (в частности, не осуществляется теплообмен с потоком 60 жидкости, отводимым из второго аппарата 3 для разделения газа и жидкости).

Как показано в Таблице II, настоящее изобретение позволяет увеличить производство СПГ на 2,83% по сравнению с указанным объектом сравнения при одинаковом реализуемом режиме внешнего охлаждения.

Таблица II		
	Фиг.1 (Изобретение)	Фиг.1, без теплообмена (Объект для сравнения)
Расход СПГ (1000 тонн СПГ в день)	22,9	22,2
Удельная мощность (кВт на тонну СПГ в день)	15,2	15,6
Увеличение производства СПГ (%)	2,83	-

Специалисту в данной области техники будет понятно, что в схеме установки могут быть осуществлены многие модификации без выхода за пределы объема изобретения. Например, каждый теплообменник может представлять собой ряд последовательно установленных теплообменников.

Формула изобретения

1. Способ сжижения потока углеводородов, например, потока природного газа, включающий, по меньшей мере, стадии
 - (a) подачи сырьевого потока (10) частично сконденсированных углеводородов в первый аппарат (2), предназначенный для разделения газа и жидкости;
 - (b) разделение потока (10) сырья в первом аппарате (2) для разделения газа и жидкости на газообразный поток и жидкостный поток;
 - (c) расширение газообразного потока (20), полученного на стадии (b), с образованием в результате расширенного потока (40), и его подачу во второй аппарат (3) для разделения газа и жидкости в первой точке (33) ввода указанного аппарата;
 - (d) подачу потока (30) жидкости, полученного на стадии (b), во второй аппарат (3) для разделения газа и жидкости во второй точке (34) ввода аппарата;
 - (e) удаление жидкостного потока (60) с низа второго аппарата для разделения газа и жидкости и подачу его в колонну (5) фракционирования;
 - (f) удаление с верха второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости газообразного потока (50) и направление его в компрессор (6) с получением в результате сжатого потока (70) с давлением более 50 бар;
 - (g) охлаждение сжатого потока (70), полученного на стадии (f), с получением в результате охлажденного сжатого потока (80);
 - (h) осуществление теплообмена между охлажденным сжатым потоком (80), полученным на стадии (g), и потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого аппарата (2) для разделения газа и жидкости и выше по потоку от колонны (5) фракционирования; и

(i) сжижение охлажденного сжатого потока, осуществляемое после проведения теплообмена на стадии (h), с получением в результате сжиженного потока (190).

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что на стадии (h) охлажденный сжатый поток (80) обменивается теплотой с потоком (60) жидкости, отводимым на стадии (e) из второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что на стадии (h) охлажденный сжатый поток (80) обменивается теплотой, по меньшей мере, с частью расширенного потока (40b), полученного на стадии (c).

4. Способ по одному или более из пп.1-3, отличающийся тем, что с верха колонны (5) фракционирования отводится газообразный поток (130), который обменивается теплотой, по меньшей мере, с частью потока (90a) продукта, отводимого с низа второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости.

5. Способ по одному из пп.1-3, отличающийся тем, что газообразный поток (50), отводимый на стадии (f) с верха второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости, перед его подачей в компрессор (6) обменивается теплотой с сырьевым потоком (10a, 10c).

6. Способ по п.4, отличающийся тем, что газообразный поток (130), отводимый из колонны (5) фракционирования, после осуществления его теплообмена, по меньшей мере, с частью потока (90a) продукта, отводимого с низа второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости, обменивается теплотой с газообразным потоком (50), отводимым из второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости.

7. Установка (1) для сжижения потока углеводородов (10), например, потока природного газа, содержащая, по меньшей мере,

первый аппарат (2) для разделения газа и жидкости, имеющий вход (21) для потока (10) частично сконденсированного углеводородного сырья, первый выход (22) для газообразного потока (20) и второй выход (23) для жидкостного потока (30);

второй аппарат (3) для разделения газа и жидкости, имеющий, по меньшей мере, первый выход (31) для газообразного потока (50) и второй выход (32) для жидкостного потока (60), а также первую и вторую точки (32, 33) ввода потоков;

расширительное устройство (4), предназначенное для расширения газообразного потока (20), отведенного из первого выхода (22) первого аппарата (2) для разделения газа и жидкости, с получением в результате расширенного потока (40), при этом выход расширительного устройства (4) соединен с точкой (33) ввода второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости;

колонну (5) фракционирования, имеющую, по меньшей мере, первый выход (51) для газообразного потока (130), второй выход (52) для жидкостного потока (120) и первую точку (53) ввода для подачи жидкостного потока (60), отведенного из второго выхода (32) второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости;

компрессор (6) для сжатия газообразного потока, отведенного из первого выхода (50) второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости, с получением в результате сжатого потока (70);

охладитель (7), предназначенный для охлаждения сжатого потока (70), полученного из компрессора (6) с образованием в результате охлажденного сжатого потока (80);

первый теплообменник (8) для осуществления теплообмена, предпочтительно непосредственного теплообмена, охлажденного сжатого потока (80) с потоком, находящимся ниже по ходу движения потока от первого аппарата (2) для разделения газа и жидкости и выше по потоку от колонны (5) фракционирования;

устройство (16) для сжижения, предназначенное для сжижения охлажденного

сжатого потока (80), расположенное ниже по потоку от первого теплообменника (8), при этом указанное устройство (16) для сжижения включает, по меньшей мере, один криогенный теплообменник.

5 8. Установка (1) по п.7, отличающаяся тем, что сжатый охлажденный поток (80) может обмениваться теплотой в первом теплообменнике (8) с жидкостным потоком (60), отведенным из второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости.

10 9. Установка (1) по п.7, отличающаяся тем, что сжатый охлажденный поток (80) может обмениваться теплотой в первом теплообменнике (8), по меньшей мере, с частью расширенного потока (40).

15 10. Установка (1) по одному из пп.7-9, отличающаяся тем, что содержит второй теплообменник (9), размещенный между вторым выходом (32) второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости и первой точкой (53) ввода колонны (5) фракционирования, при этом во втором теплообменнике (9) газообразный поток (130), отведенный с верха колонны (5) фракционирования, может обмениваться теплотой, по меньшей мере, с частью потока (60) продукта, отведенного с низа второго аппарата (2) для разделения газа и жидкости.

20 11. Установка (1) по п.7, отличающаяся тем, что содержит третий теплообменник (11), в котором газообразный поток (50), отведенный с верха второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости, может обмениваться теплотой с потоком (10) сырья перед подачей указанного газообразного потока в компрессор (6).

25 12. Установка по п.10, отличающаяся тем, что содержит третий теплообменник (11), в котором газообразный поток (50), отведенный с верха второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости, может обмениваться теплотой с потоком (10) сырья перед подачей указанного газообразного потока в компрессор (6).

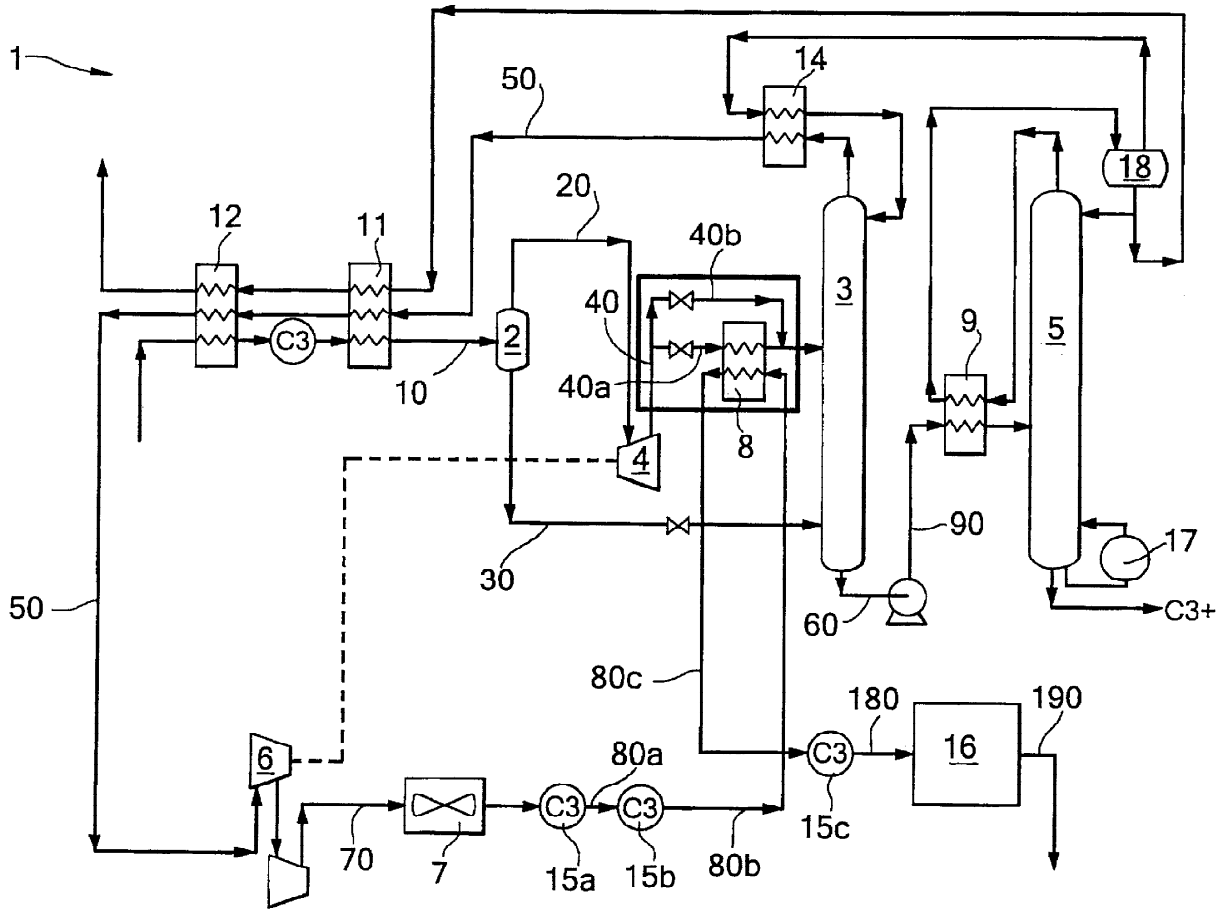
30 13. Установка (1) по п.10, отличающаяся тем, что содержит теплообменник (14) для осуществления теплообмена отведенного из колонны (5) фракционирования газообразного потока (130) после проведения теплообмена во втором теплообменнике (9) с газообразным потоком (50), отведенным из второго аппарата (3) для разделения газа и жидкости.

35

40

45

50



Фиг.2