



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2009111252/06**, **27.08.2007**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.08.2007

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
29.08.2006 EP 06119678.8(43) Дата публикации заявки: **10.10.2010** Бюл. № 28(45) Опубликовано: **20.04.2012** Бюл. № 11(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **US 5615561 A**, **01.04.1997**. **EP 1132698 A1**, **12.09.2001**. **US 3857245 A**, **31.12.1974**. **JP 6017999 A**, **25.01.1994**. **RU 2208747 C2**, **20.07.2003**.(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: **30.03.2009**(86) Заявка РСТ:
EP 2007/058863 (27.08.2007)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2008/025741 (06.03.2008)

Адрес для переписки:

**103735, Москва, ул. Ильинка, 5/2, ООО
"Союзпатент", пат.пов. Ю.В.Пинчуку,
рег.№ 656**

(72) Автор(ы):

**МАРРИОТ Брюс Майкл (МУ),
ПОХ Чун Кит (NL)**

(73) Патентообладатель(и):

**ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)****(54) СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПОТОКА ГАЗООБРАЗНОГО
УГЛЕВОДОРОДА ИЗ ПОТОКА СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДА**

(57) Реферат:

Способ получения потока газообразного углеводорода из потока сжиженного природного газа осуществляется на установке по производству сжиженного природного газа, содержащей накопительный резервуар, газожидкостной сепаратор, расположенный по ходу перед накопительным резервуаром, расширительное устройство, расположенное по ходу перед газожидкостным сепаратором и по ходу после аппарата для сжижения. Способ включает в себя подачу потока сжиженного

углеводорода на вход накопительного резервуара, отвод части сжиженного углеводорода из накопительного резервуара, подачу части отведенного потока углеводорода в точку трубопровода, находящуюся ниже по ходу от расширительного устройства и выше по потоку от входа накопительного резервуара, получение потока газообразного углеводорода из потока отведенного сжиженного углеводорода и отведение потока газообразного углеводорода в качестве

ФИГ. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION(21)(22) Application: **2009111252/06, 27.08.2007**(24) Effective date for property rights:
27.08.2007

Priority:

(30) Priority:
29.08.2006 EP 06119678.8(43) Application published: **10.10.2010 Bull. 28**(45) Date of publication: **20.04.2012 Bull. 11**(85) Commencement of national phase: **30.03.2009**(86) PCT application:
EP 2007/058863 (27.08.2007)(87) PCT publication:
WO 2008/025741 (06.03.2008)

Mail address:

**103735, Moskva, ul. Il'inka, 5/2, OOO
"Sojuzpatent", pat.pov. Ju.V.Pinchuku, reg.№ 656**

(72) Inventor(s):

**MARRIOT Brjus Majkl (MY),
POKh Chun Kit (NL)**

(73) Proprietor(s):

**ShELL INTERNEhShNL RISERCh
MAATSKhAPIJ B.V. (NL)****(54) METHOD AND DEVICE FOR OBTAINING GASEOUS HYDROCARBON FLOW FROM LIQUEFIED HYDROCARBON FLOW**

(57) Abstract:

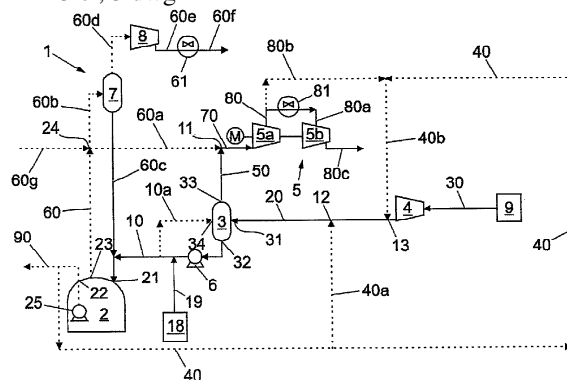
FIELD: machine building.

SUBSTANCE: method for obtaining gaseous hydrocarbon flow from liquefied natural gas flow is implemented at the plant for generation of liquefied natural gas, which contains accumulating tank, gas-liquid separator located in the direction before accumulating tank, expansion device located in the direction before gas-liquid separator and in the direction after liquefaction unit. Method involves liquefied hydrocarbon flow supply to inlet of accumulating tank, discharge of some part of liquefied hydrocarbon from accumulating tank, supply of some part of discharged hydrocarbon flow to pipeline point located downstream of expansion device and upstream of inlet of accumulating tank, obtaining gaseous hydrocarbon flow from flow of discharged liquefied hydrocarbon and discharge of gaseous hydrocarbon flow as fuel gas; at that, some

part of gaseous hydrocarbon flow is compressed; integration of some part of discharged liquefied hydrocarbon with some part of compressed gaseous hydrocarbon, and passage of integrated flow along the direction after expansion device.

EFFECT: use of invention allows increasing the quantity of the obtained fuel gas.

23 cl, 3 dwg



Фиг. 1

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к способу получения потока газообразного углеводорода из потока сжиженного углеводорода, такого как сжиженный природный газ (СПГ). Сжижение потока углеводорода, такого как природный газ, желательно по ряду причин. К примеру, природный газ легче хранить и транспортировать на большие расстояния в виде жидкости, чем в газообразном состоянии, поскольку в жидком виде он занимает меньший объем, и отсутствует необходимость в его хранении при высоком давлении. При достижении СПГ (или потоком другого сжиженного углеводорода) места назначения его, как правило, перегружают в другие резервуары для хранения, из которых СПГ затем может быть повторно испарен и превращен в газ так, как это необходимо, и транспортирован в виде газа к конечным потребителям по трубопроводам или тому подобному оборудованию.

Уровень техники

В патентном документе US 5615561 описаны способ и установка для сжижения природного газа. На фиг.5с в указанном документе показано, что некоторая часть СПГ может быть извлечена из резервуара для хранения. Эту часть, как отмечено, возвращают в поток исходного сырья, направляемого для проведения процесса сжижения.

В патентном документе EP 1132698 описан процесс повторного сжижения испаренного пара из резервуара для хранения СПГ. Полученный при испарении пар сжимают, конденсируют и возвращают в резервуар для хранения.

В патентном документе US 3857245 раскрыт способ повторного сжижения некоторой части газа, полученного при испарении из такого резервуара для хранения.

В патентном документе US 3581511 описана установка для сжижения газа. Фиг.3 в указанном документе иллюстрирует одно воплощение, в котором переохлажденный жидкий метан удаляют из резервуара для хранения. Этот жидкий метан объединяют с потоком холодного газа и избытком газа, отведенным из резервуара для хранения, с образованием потока смешанного хладагента.

В патентном документе FR 1419550 описаны способ и установка для сжижения (ожижительная установка), используемые для сжижения природного газа. Поток сжиженного природного газа отводят из резервуара для хранения СПГ и используют для охлаждения сырьевого потока.

Известно использование природного газа в газообразном состоянии, получаемого в установке для сжижения, в качестве топлива в указанной установке для сжижения.

Известно также использование газа, полученного при испарении СПГ, находящегося в резервуаре для хранения СПГ, в качестве топлива.

В патентном документе US 6658892 в качестве примера описан способ сжижения природного газа, в котором последовательно размещенные обычный сепаратор (а именно испарительную емкость) и компрессор для сжатия пара используют в системе, предназначенной для получения пара, служащего как для охлаждения, так и для использования в качестве топливного газа в установке для сжижения. В указанном документе, кроме того, показано, что помимо пара, генерируемого в испарительной емкости, в качестве топлива используют также пар, генерируемый в резервуаре для хранения, в котором хранят полученный СПГ.

Количество топлива, получаемого при осуществлении известных способов генерирования топливного газа из СПГ, обычно достаточно для функционирования ожижительной установки при оптимальных рабочих условиях.

Проблема известных способов заключается, однако, в том, что в определенных условиях окружающей среды количество генерируемого топлива является не достаточным.

5 Вышеупомянутая проблема является еще более актуальной при запуске установки для сжижения. Запуск ожижительной установки может продолжаться значительный период времени, поскольку необходимы продувка различных элементов установки и их охлаждение до желательной рабочей температуры, что связано с потреблением значительного количества топлива. Кроме того, имеющийся в наличии топливный газ
10 может не быть кондиционным.

Раскрытие изобретения

Задача настоящего изобретения заключается в том, чтобы минимизировать одну или более из указанных проблем.

15 Другая задача настоящего изобретения состоит в обеспечении альтернативного способа получения газообразного потока углеводорода из потока сжиженного углеводорода, который может быть использован как топливо, в особенности во время проведения запуска установки для сжижения потока углеводородов, в частности природного газа.

20 Настоящее изобретение обеспечивает способ получения потока газообразного углеводорода из потока сжиженного углеводорода, по меньшей мере, включающий:

- а) подачу потока сжиженного углеводорода на вход резервуара для хранения с обеспечением сжиженного углеводорода в указанном резервуаре для его хранения;
- б) отвод, по меньшей мере, части сжиженного углеводорода из резервуара для
25 хранения с обеспечением потока отведенного сжиженного углеводорода;
- с) направление, по меньшей мере, части отведенного потока углеводорода в точку трубопровода, находящуюся ниже по ходу течения потока от расширительного устройства и выше по потоку от входа резервуара для хранения;
- 30 д) производство и отвод потока газообразного углеводорода в качестве топливного газа.

В соответствии с другим аспектом настоящее изобретение обеспечивает устройство, содержащее, по меньшей мере:

35 резервуар для хранения, имеющий вход для приема потока сжиженного углеводорода, первый выход для отвода потока сжиженного углеводорода, и второй выход для отвода потока газообразного углеводорода, при этом указанный второй выход подключен к потоку топливного газа, первый выход резервуара для хранения присоединен к первому входу трубопровода, причем указанный трубопровод имеет
40 второй вход, соединенный с точкой, находящейся ниже по потоку от расширительного устройства, и кроме того, трубопровод имеет выход, соединенный с точкой выше по потоку от входа резервуара для хранения.

Краткое описание чертежей

45 Далее изобретение будет, кроме того, иллюстрировано следующими неограничивающими чертежами:

фиг.1 - принципиальная схема технологического процесса в соответствии с одним воплощением настоящего изобретения;

фиг.2 - принципиальная схема технологического процесса в соответствии с другим воплощением настоящего изобретения;

50 фиг.3 - принципиальная схема технологического процесса в соответствии с еще одним воплощением настоящего изобретения.

Осуществление изобретения

Для целей этого описания один ссылочный номер позиции будет использован для обозначения как трубопровода, так и потока, протекающего по этому трубопроводу. Одинаковые элементы на схеме обозначены одинаковыми номерами позиции.

5 В различных воплощениях описанного здесь способа поток газообразного углеводорода получают из потока сжиженного углеводорода, который может включать сжиженный природный газ. Поток сжиженного углеводорода может, например, быть отведенный поток сжиженного углеводорода, полученный посредством отвода, по меньшей мере, части сжиженного углеводорода, 10 предварительно подведенного как часть стадии а) способа в резервуар для хранения. Поток газообразного углеводорода получают для использования в качестве топлива. Производство и отвод потока газообразного углеводорода в качестве топливного газа далее могут быть отнесены к стадии d).

15 За счет использования раскрытых здесь воплощений способа и/или устройства неожиданно может быть получено большое количество топливного газа весьма экономичным образом.

Раскрытые в этом описании способы и устройство могут быть использованы в процессе запуска ожижительной установки, такой как установка для сжижения природного газа. В этом случае генерируемое топливо обычно будет иметь более желательный состав, чем топливо, которое получают в ожижительной установке или которое имеется в наличии при ее запуске. Следовательно, в этом случае поток сжиженного углеводорода, подводимый на стадии а) способа, предпочтительно получают из отдельного источника, т.е. этот поток сжиженного углеводорода 25 получают в другой установке для сжижения. Следует отметить, что может быть использован уже имеющийся поток сжиженного углеводорода, который не был сжижен в этой подлежащей запуску установке и был предварительно сжижен в другой ожижительной установке. Поток сжиженного углеводорода, который был сжижен в 30 другой установке для сжижения, мог быть получен в расположенном поблизости ожижительном агрегате, который уже функционирует. Однако обычно поток углеводорода, сжиженного в другой установке, будет произведен на удалении и будет перевезен по воде или транспортирован иным образом в то место, где размещена подлежащая запуску установка. Поток сжиженного углеводорода, который сжижен в 35 другой установке для сжижения, может быть получен из транспортировочного судна для доставки СПГ или может временно храниться в резервуаре для хранения. Отдельный источник может содержать резервуар для хранения.

После запуска ожижительной установки она может функционировать нормально и 40 поэтому отдельный источник сжиженного углеводорода может быть отсоединен, поскольку при необходимости установка будет в состоянии генерировать свой собственный топливный газ.

Топливный газ может быть использован, например, в системах, потребляющих топливный газ; в установках, вырабатывающих энергию с помощью газовых турбин; 45 при эксплуатации электрических распределительных систем; в пламенных нагревателях и т.д.

Предпочтительно топливный газ используют в качестве топлива, обеспечивающего работу газовой турбины установки, в частности для привода компрессора, при этом 50 компрессор предпочтительно является элементом контура циркуляции хладагента, используемого для охлаждения, по меньшей мере, части исходного потока сжижаемого углеводорода.

Еще одно преимущество описанных здесь способов и устройства заключается в

том, что оборудование и трубопроводные системы, расположенные еще ниже по ходу течения потока от установки для сжижения, могут быть приведены в действие в более ранний момент времени, например перед окончанием запуска находящихся выше по потоку элементов установки для сжижения и даже до подачи в установку какого-либо исходного потока углеводорода, подлежащего сжижению.

Кроме того, по меньшей мере, часть потока сжиженного углеводорода может обмениваться теплотой в противотоке с потоком, используемым в ожижительной установке, подлежащей запуску. Этот теплообменник будет обеспечивать испарение сжиженного углеводорода с генерированием потока газообразного углеводорода.

Используемый здесь термин «запуск» включает повторный запуск уже действующей установки, а также запуск новой установки. Помимо этого, термин «запуск» не ограничивается действиями, осуществляемыми для охлаждения установки, но также включает ввод установки в действие, включая операции, производимые после монтажа оборудования установки, перед тем как производится охлаждение установки или перед подачей в установку сырьевого потока для фактического производства сжиженного углеводородного продукта и топливных газов. Ввод в действие может, например, включать испытание, продувку или высушивание различного оборудования и систем трубопроводов.

Еще одно преимущество описанных здесь способов при их использовании для запуска установки для сжижения заключается в значительном уменьшении потерь времени.

В этой связи необходимо сделать ссылку на иллюстрированный доклад «Passing the Baton Cleary», F.W.Richardson, P.Hunter, T.Diocee and J.Fisher, GasTech 2000, 12-17 November, 2000. В этом докладе рассмотрены ввод в эксплуатацию, запуск и работа Атлантических установок для СПГ, размещенных в Тринидаде, Point Fortin. Как следует из этого доклада, запуск установки для сжижения природного газа занимает значительное количество времени. Он вполне может продолжаться более 6 месяцев. В описанном в докладе процессе запуска установки для сжижения топливный газ, генерируемый при проведении запуска, используют для обеспечения работы газовой турбины, используемой для привода одного или большего количества компрессоров в контурах циркуляции хладагента. Недостаток известного способа заключается в том, что располагаемый во время запуска топливный газ может быть не кондиционным для газовой турбины.

Кроме того, газовая турбина запускается лишь после обеспечения установки топливным газом, что связано со значительными потерями времени. В соответствии с настоящим изобретением кондиционное топливо генерируется и становится доступным для использования перед запуском установки для сжижения, при этом отмеченная выше потеря времени значительно уменьшается.

Исходным потоком сжиженного углеводорода может быть любой подходящий углеводород, содержащий поток сжиженного газа, но обычно это поток СПГ, при этом природный газ добывают из природных месторождений природного газа или нефти. В качестве альтернативы природный газ может быть также получен из другого источника, включающего, кроме того, искусственный источник, например процесс синтеза Фишера-Троппа.

Обычно поток природного газа содержит, в основном, метан. В зависимости от источника природный газ может включать различные количества углеводородов, более тяжелых, чем метан, например этан, пропан, бутаны и пентаны, а также некоторое количество ароматических углеводородов. Поток природного газа может

также содержать неуглеводороды, такие как H_2O , N_2 , CO_2 , H_2S и другие сернистые соединения, и тому подобные вещества.

Согласно другому воплощению поток сжиженного углеводорода, подводимый на стадию а) способа, получают из первого выхода газожидкостного сепаратора, при этом на первый вход этого газожидкостного сепаратора подают поток частично сконденсированного углеводорода. Обычно такой газожидкостный сепаратор представляет собой испарительную емкость, входящую в состав установки для сжижения. При этом указанная установка для сжижения может быть одной из ряда различных установок для сжижения и не ограничена определенной из этих установок. Специалисту в данной области техники ясно, каким образом осуществляется сжижения сырьевого потока, поэтому подробно этот процесс здесь далее не рассматривается. Ожижительная установка может, например, включать один или большее количество теплообменников с соответствующими контурами циркуляции хладагента, служащими для охлаждения сырьевого потока; один или более аппаратов для очистки сырьевого потока от содержащихся в нем нежелательных компонент, таких как H_2O , N_2 , CO_2 , H_2S и другие сернистые соединения; аппарат для экстракции содержащихся в природном газе жидкостей, предназначенный для извлечения одного или более углеводородов, более тяжелых, чем метан, таких как этан, пропан, бутаны, и пентаны; один или более резервуаров для хранения сжиженного продукта и т.д. Перед газожидкостным сепаратором размещено расширительное устройство, на выходе из которого получают поток частично сконденсированного углеводорода.

Поток газообразного углеводорода, производимый на стадии d) способа, может быть произведен в различных местах. Предпочтительно, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода отводят из второго выхода газожидкостного сепаратора. Дополнительно или в качестве альтернативы, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода получают в резервуаре для хранения и отводят из резервуара для хранения.

В соответствии с другим воплощением настоящего изобретения, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода, отводимого из резервуара для хранения, объединяют, по меньшей мере, с частью потока газообразного углеводорода, отводимого из второго выхода газожидкостного сепаратора.

Обычно поток газообразного углеводорода сжимают с получением тем самым сжатого газообразного потока углеводорода.

На стадии, на которую далее можно ссылаться как на стадию с) способа, по меньшей мере, часть отведенного потока сжиженного углеводорода (отводимого из резервуара для хранения) направляют в точку трубопровода, находящуюся ниже по потоку от расширительного устройства и выше потоку от входа в резервуар для хранения, через который поток сжиженного углеводорода может быть направлен в этот резервуар для хранения. Указанное направление части потока может быть осуществлено к одному или более различных мест трубопровода, находящихся выше по потоку от входа в резервуар для хранения и ниже по потоку от расширительного устройства. В этой связи следует отметить, что в соответствии с настоящим изобретением понятие «выше по потоку от входа в резервуар для хранения» относится к потоку при нормальной работе установки для сжижения, элементом которой является указанный резервуар для хранения. Таким образом, при нормальном функционировании сжижаемый поток, содержащий углеводород, охлаждают в одном или большем количестве теплообменников с получением в результате сжиженного потока, содержащего углеводород, который направляют после реализуемого по

усмотрению конечного быстрого испарения или проведения других стадий обработки в резервуар для хранения.

В соответствии с другим воплощением, по меньшей мере, часть отводимого потока сжиженного углеводорода направляют в точку трубопровода, находящуюся между первым выходом газожидкостного сепаратора и входом резервуара для хранения, предпочтительно между первым выходом газожидкостного сепаратора и насосом.

Согласно следующему воплощению, по меньшей мере, часть отведенного потока сжиженного углеорода направляют в точку трубопровода, находящуюся между расширительным устройством и первым входом газожидкостного сепаратора.

Кроме того, по меньшей мере, часть отведенного потока сжиженного углеводорода может быть объединена, по меньшей мере, с частью сжатого потока газообразного углеводорода с получением тем самым объединенного потока, при этом объединенный поток направляют вниз по потоку к расширительному устройству.

Помимо этого, выгодно, когда, по меньшей мере, часть объединенного потока направляют в точку трубопроводной линии, находящуюся между расширительным устройством и первым входом газожидкостного сепаратора.

К тому же, по меньшей мере, часть объединенного потока может быть направлена в точку трубопровода между первым выходом газожидкостного сепаратора и входом резервуара для хранения, предпочтительно в точку между насосом и входом резервуара для хранения.

На фиг.1 схематически иллюстрируется принципиальная схема процесса и устройства (в целом обозначена ссылочным номером 1), используемых для производства газообразного потока природного газа из потока 10 сжиженного углеводорода, который зачастую может представлять собой поток СПГ. Это может быть желательно, в частности, в том случае, когда при запуске установки для сжижения природного газа топливный газ отсутствует или имеющийся в наличии является не кондиционным.

Устройство 1 обычно включает резервуар 2 для хранения СПГ, газожидкостный сепаратор, например испарительную емкость 3 (или какой-либо иной сепаратор), находящуюся выше по потоку от резервуара 2 для хранения, расширительное устройство 4, размещенное выше по потоку от испарительной емкости 3, и ниже по потоку от источника СПГ, представляющего собой, например, устройство (установка) 9 для сжижения, последовательные ступени 5 компрессора, входной сепаратор 7 компрессора 8 для испаренного газа.

При функционировании устройства 1 поток 10 СПГ подают в резервуар 2 для хранения через вход 21. Вход 21 предпочтительно расположен вверху резервуара 2 для хранения или в каком-либо ином подходящем месте. Поток 10 СПГ может быть получен из различных источников. Специалисту в данной области техники будет понятно, что устройство 1 может содержать более чем один резервуар 2 для хранения.

Как показано в неограничивающем воплощении на фиг.1, поток 10 отводят из первого выхода 32 испарительного резервуара 3, используя насос 6 откачки. В показанном воплощении выход 32 находится в днище испарительной емкости 3. Испарительная емкость предпочтительно снабжается (через первый вход 31) частично сконденсированным потоком 20, поступающим из расширительного устройства 4. Расширительное устройство 4 обычно будет представлять собой элемент устройства 9 для сжижения, в котором поток природного газа предварительно сжижают (не показано) с получением в результате потока 30 СПГ. Специалисту понятно, что устройством 9 для сжижения может быть одно из ряда подобных устройств, и оно не

ограничено конкретным устройством из этого ряда. Поскольку специалисту в данной области техники хорошо понятно каким образом осуществляется сжижение потока углеводорода, в дальнейшем этот процесс здесь обсуждаться не будет.

5 В альтернативном воплощении, например, если устройство 9 для сжижения вновь подлежит запуску, поток 30 СПГ может быть получен из отдельного источника, например из вспомогательного резервуара 18 для хранения или из отдельной действующей установки для СПГ (не показана). Поток СПГ, поступающий из отдельного источника, может быть в таком случае подведен в устройство
10 непосредственно ниже по ходу течения потока от расширительного устройства 4, например по трубопроводу 10 (т.е. в виде потока 19) из вспомогательного резервуара 18 для хранения в резервуар 2 для хранения устройства 1, вместо его подачи (в виде потока 30) в расширительное устройство 4.

15 После подачи потока 10 СПГ в резервуар 2 для хранения, по меньшей мере, часть потока СПГ, подведенного в резервуар 2 хранения, может быть отведена через первый выход 22 с помощью насоса 25 и может быть направлена в виде отведенного потока 40 сжиженного потока углеводорода в точку трубопровода, находящуюся выше по потоку от входа 21 резервуара 2 для хранения. В результате в устройстве 1
20 производится газообразный поток природного газа, который отводится из устройства для дальнейшего использования в качестве топливного газа.

При желании из резервуара 2 для хранения (также через первый выход 22 или другой выход) может быть отведен дополнительный поток 90 СПГ. Этот поток 90 может быть направлен, например, в загрузочное оборудование (не показано) для
25 последующего транспортирования. Однако последнее обычно будет осуществляться только в том случае, если установка 9 для производства СПГ функционирует с полной производительностью.

Газообразный поток природного газа может быть произведен в одном или более
30 местах заявленного устройства. Предпочтительно, по меньшей мере, часть газообразного потока углеводорода производится в испарительной емкости 3 и отводится через ее второй выход 33 в виде потока 50.

В качестве альтернативы или дополнительно, по меньшей мере, часть газообразного потока углеводорода производится в резервуаре 2 для хранения и
35 отводится через второй выход 23 в виде потока 60.

Кроме того, часть указанного газообразного потока углеводорода может быть произведена посредством теплообмена, осуществляемого в противотоке между потоком сжиженного углеводорода, отведенного из резервуара для хранения, и
40 другим потоком, циркулирующим в ожижительной установке, с испарением жидкого углеводорода (не показано).

В соответствии с другим воплощением, по меньшей мере, часть газообразного потока 60, отведенного из резервуара 2 для хранения, объединяют в точке (узле) 11 соединения (обычно посредством Т-образного соединительного элемента или
45 подобного средства), по меньшей мере, с частью газообразного потока 50, отведенного из второго выхода 33 испарительной емкости 3.

В соответствии с воплощением, представленным на фиг.1, с этой целью газообразный поток 60 разделяют (посредством разделительного элемента 24) на
50 поток 60a и поток 60b. По усмотрению в делитель 24 потока может быть добавлен дополнительный газообразный поток 60g углеводорода, например газообразный поток углеводорода, отведенный из другого, отдельного резервуара для хранения сжиженного углеводорода (не показан).

Поток 60b направляют во входной сепаратор 7, разделяющий поток 60a на потоки 60c и 60d, из которых поток 60d сжимают в компрессоре 8 для испаренного газа. Сжатый поток 60e охлаждают, например, в охладителе 61, использующем окружающую среду, и выводят из устройства в качестве потока 60f топлива.

Отводимый из входного сепаратора снизу жидкий поток 60c может быть возвращен в резервуар 2 для хранения, по усмотрению после его объединения с потоком 10 СПГ.

Поток 60a направляют в точку 11 соединения, объединяют с потоком 50 и подают в виде потока 70 в последовательные ступени 5 компрессора. С этой целью точка 11 соединения имеет выход, соединенный с последовательными ступенями 5 компрессора, имеет первый вход, соединенный со вторым выходом 33 испарительного резервуара 3, и второй вход, соединенный со вторым выходом 23 резервуара 2 для хранения (посредством трубопроводов 60, 60a).

Далее газообразный поток 70 (или газообразный поток 50, если не производится объединение в точке 11 соединения) сжимают в последовательных ступенях 5 компрессора с получением тем самым сжатого газообразного потока 80. В воплощении, иллюстрируемом на фиг.1, последовательные ступени 5 компрессора включают два компрессора 5a и 5b, приводимые в действие электродвигателем М. При желании, вместо этого последовательные ступени 5 компрессора могут включать в себя один компрессор или более двух компрессоров. После сжатия в компрессоре 5a поток 80 может быть разделен на потоки 80a и 80b. Поток 80a охлаждают, например, в охладителе 81, использующем в качестве хладагента окружающую среду, после этого производят дальнейшее сжатие потока в компрессоре 5b и выводят из устройства в качестве потока 80c топлива.

Как отмечено выше, поток 40 СПГ из резервуара 2 для хранения направляют в точку трубопроводной линии, находящуюся выше по потоку от входа 21 от резервуара 2 для хранения, и ниже по потоку от расширительного устройства 4. На фиг.1 показаны две из нескольких возможных точек, в которые может быть направлен поток 40. Понятно, что могут быть выбраны один вариант или два, или более из показанных, или другие варианты расположения этих точек.

По меньшей мере, часть потока 40 СПГ может быть направлена (в виде потока 40a) в точку ниже по потоку от расширительного устройства 4, предпочтительно в точку трубопроводной линии, находящуюся между расширительным устройством 4 и первым входом 31 испарительной емкости 3, т.е. в точку 12 соединения на фиг.1. При необходимости поток 40a может быть также направлен в виде отдельного потока в испарительную емкость 3.

В соответствии с одним воплощением, по меньшей мере, часть потока 40 СПГ объединяют, по меньшей мере, с частью (т.е. потоком 80b) сжатого потока 80 с получением в результате объединенного потока 40b. Объединенный поток 40b затем может быть направлен в некоторую точку трубопровода, находящуюся ниже по потоку от расширительного устройства 4, например в точку (место) 13 соединения на фиг.1, которая имеет выход, соединенный (посредством трубопровода 20) с первым входом 31 испарительной емкости 3, первый вход, соединенный с расширительным устройством 4, и второй выход, соединенный как с первым выходом 22 резервуара 2 для хранения (посредством трубопроводов 40b, 40), так и с выходом компрессора 5a (посредством трубопроводов 40b, 80b, 80).

Кроме того, как показано на фиг.1, часть потока 10 (а именно поток 10a) может быть направлена ко второму входу 34 испарительной емкости 3.

При использовании способов и/или устройств, обеспечиваемых настоящим

изобретением, удивительно простым и эффективным образом может быть произведено большое количество кондиционного топливного газа.

Фиг.2 схематически показывает, что поток 40 может быть объединен с потоком 80b, при этом объединенный поток затем направляется (в виде потока 40с) в некоторую точку, находящуюся выше по потоку от расширительного устройства 4. В одном воплощении изобретения поток 40с объединяют с потоком, протекающим ниже по потоку от расширительного устройства 4, например, с потоком 40а. При отсутствии необходимости расширения потока СПГ в расширительном устройстве 4 установленная заглушка 26 обеспечивает байпасирование потоком расширительного устройства 4, и таким образом поток 40с направляется в виде потока 40d, в точку 27 соединения, находящуюся ниже по потоку от расширительного устройства 4.

На фиг.3 схематически представлено еще одно воплощение, соответствующее настоящему изобретению, и показано, что объединенный поток 70 (после сжатия в компрессоре 5а и объединения, по меньшей мере, с частью потока 40) направляют в виде потока 40е в точку (например, в точку 15 соединения или точку 16), находящуюся между первым выходом 32 испарительной емкости 3 и входом 21 резервуара 2 для хранения, предпочтительно между откачивающим насосом 6 и входом 21 резервуара 2 для хранения.

Из фиг.3 видно, что точка 15 или 16 соединения может иметь выход, соединенный с входом 21 резервуара 2 для хранения, первый вход, соединенный как с первым выходом 22 резервуара 2 для хранения (посредством трубопроводов 40е, 40), так и с выходом компрессора 5а (через трубопроводы 40е, 80b, 80), и второй вход, соединенный (через насос 6) с первым выходом 32 испарительной емкости 3.

Кроме того, фиг.3 показывает, что поток 40е может быть направлен (в виде потока 40f) к входному сепаратору 7, по усмотрению после его объединения с потоком 60b в точке 17 соединения (находящейся, например, непосредственно выше по потоку от входного сепаратора 7).

Специалисту в данной области техники ясно, что в пределах объема настоящего изобретения могут быть осуществлены многие модификации. В качестве примера расширительное устройство 4 может включать в себя две или более ступеней расширения. Кроме того, точки 11-17 и 27 соединения могут представлять собой любые средства для объединения соответствующих потоков в один поток. Помимо этого, сжиженный поток 10 углеводорода может быть направлен в резервуар 2 для хранения через выход 22 (временно функционирующий как вход), а не через вход 21.

Формула изобретения

1. Способ получения потока газообразного углеводорода из потока сжиженного углеводорода, такого как сжиженный природный газ, на установке по производству сжиженного природного газа, содержащей накопительный резервуар; газожидкостный сепаратор, расположенный по ходу перед накопительным резервуаром;

расширительное устройство, расположенное по ходу перед газожидкостным сепаратором и по ходу после аппарата для сжижения, при этом способ, по меньшей мере, включает в себя стадии:

а) подачи потока сжиженного углеводорода на вход накопительного резервуара с обеспечением в указанном резервуаре сжиженного газа;

б) отвода, по меньшей мере, части сжиженного углеводорода из накопительного резервуара для создания потока отведенного сжиженного углеводорода;

с) подачи, по меньшей мере, части отведенного потока углеводорода в точку трубопровода, находящуюся ниже по ходу от расширительного устройства и выше по потоку от входа накопительного резервуара;

5 d) получения потока газообразного углеводорода из потока отведенного сжиженного углеводорода и отведения потока газообразного углеводорода в качестве топливного газа, причем, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода сжимается, тем самым создавая поток сжатого газообразного углеводорода;

10 e) объединения, по меньшей мере, части потока отведенного сжиженного углеводорода, по меньшей мере, с частью сжатого газообразного углеводорода, тем самым создавая объединенный поток;

f) пропускания объединенного потока по ходу после расширительного устройства.

15 2. Способ по п.1, при котором поток сжиженного углеводорода, поступающий на стадию а), получают из первого выхода газожидкостного сепаратора, при этом на первый вход указанного газожидкостного сепаратора подводят поток частично сконденсированного углеводорода, полученного от расширительного устройства.

3. Способ по п.2, в котором, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода отводят из второго выхода газожидкостного сепаратора.

20 4. Способ по п.3, в котором, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода получают в накопительном резервуаре, отводят из упомянутого резервуара и объединяют, по меньшей мере, с частью потока газообразного углеводорода, отведенного из второго выхода указанного газожидкостного сепаратора.

25 5. Способ по п.2, в котором на стадии с), по меньшей мере, часть отведенного потока сжиженного углеводорода направляют по указанному трубопроводу в точку, находящуюся между первым выходом газожидкостного сепаратора и входом накопительного резервуара.

30 6. Способ по п.2, в котором на стадии с), по меньшей мере, часть отведенного потока сжиженного углеводорода направляют по указанному трубопроводу в точку, находящуюся между расширительным устройством и первым входом газожидкостного сепаратора.

35 7. Способ по п.1, в котором, по меньшей мере, часть объединенного потока направляют в точку указанного трубопровода, находящуюся между расширительным устройством и первым входом газожидкостного сепаратора.

40 8. Способ по п.1, в котором, по меньшей мере, часть объединенного потока направляют в точку указанного трубопровода, находящуюся между первым выходом газожидкостного сепаратора и входом накопительного резервуара.

9. Способ по п.1, в котором, по меньшей мере, часть объединенного потока направляют в точку трубопровода, находящуюся ниже по потоку от выхода потока газообразного углеводорода из накопительного резервуара.

45 10. Способ по п.1, отличающийся тем, что, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода отводят через второй выход газожидкостного сепаратора.

50 11. Способ по п.10, отличающийся тем, что, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода получают в резервуаре и отводят из накопительного резервуара, объединяя, по меньшей мере, с частью потока газообразного углеводорода, отводимого через второй выход газожидкостного сепаратора.

12. Способ по любому из пп.1-11, отличающийся тем, что способ является способом получения потока газообразного углеводорода в процессе запуска установки для

сжижения природного газа.

13. Способ по п.12, в котором, по меньшей мере, часть потока сжиженного углеводорода, подводимого на стадии а), получают из другой установки для сжижения природного газа.

14. Способ по п.12, в котором, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода получают в накопительном резервуаре для хранения и отводят из накопительного резервуара.

15. Способ по любому из пп.1-11, в котором, по меньшей мере, часть потока газообразного углеводорода получают в накопительном резервуаре и отводят из накопительного резервуара.

16. Устройство для получения газообразного углеводорода из потока сжиженного углеводорода в установке для сжижения природного газа, содержащей резервуар для хранения; газожидкостный сепаратор, расположенный по ходу перед накопительным резервуаром; расширительное устройство, расположенное по ходу перед газожидкостным сепаратором и по ходу после аппарата для сжижения, устройство, по меньшей мере, содержит:

накопительный резервуар, имеющий вход для подачи потока сжиженного углеводорода, первый выход для выпуска потока сжиженного углеводорода, первый выход резервуара для хранения присоединен к трубопроводу ниже по потоку от расширительного устройства и выше по потоку от входа накопительного резервуара, средства для производства и отвода потока газообразного углеводорода, используемого в качестве потока газового топлива, содержащие компрессор для сжатия потока газообразного углеводорода и получения таким образом потока сжатого газообразного углеводорода,

объединитель, объединяющий, по меньшей мере, часть разгружаемого потока сжиженного углеводорода, по меньшей мере, с частью потока сжатого газообразного углеводорода, получая таким образом объединенный поток, а также

точку соединения, расположенную по ходу после расширительного устройства, при этом в точке соединения имеется второй вход для приема объединенного потока.

17. Устройство по п.16, кроме того, содержащее газожидкостный сепаратор, имеющий первый вход, соединенный с расширительным устройством, для потока частично сконденсированного углеводорода, первый выход для потока сжиженного углеводорода и второй выход для потока газообразного углеводорода, при этом первый выход газожидкостного сепаратора соединен с входом накопительного резервуара.

18. Устройство по п.17, отличающееся тем, что компрессор соединен со вторым выходом газожидкостного сепаратора.

19. Устройство по п.18, кроме того, имеющее вторую точку соединения, выход которой соединен с компрессором, первый вход соединен со вторым выходом газожидкостного сепаратора, а второй вход соединен со вторым выходом накопительного резервуара.

20. Устройство по п.18, отличающееся тем, что выход точки соединения соединен с первым входом газожидкостного сепаратора, первый вход соединен с расширительным устройством, а второй вход соединен как с первым выходом накопительного резервуара, так и с выходом компрессора.

21. Устройство по п.18, отличающееся тем, что выход точки соединения соединен с входом резервуара для хранения, первый вход соединен как с выходом резервуара для хранения, так и с выходом компрессора, а второй вход соединен с первым выходом

газожидкостного сепаратора.

22. Устройство по п.16, отличающееся тем, что резервуар для хранения дополнительно содержит второй выход, предназначенный для разгрузки отведенного потока газообразного углеводорода, упомянутый второй выход соединен с потоком
5 газового топлива.

23. Устройство по п.16, отличающееся тем, что компрессор соединен со вторым выходом газожидкостного сепаратора.

10

15

20

25

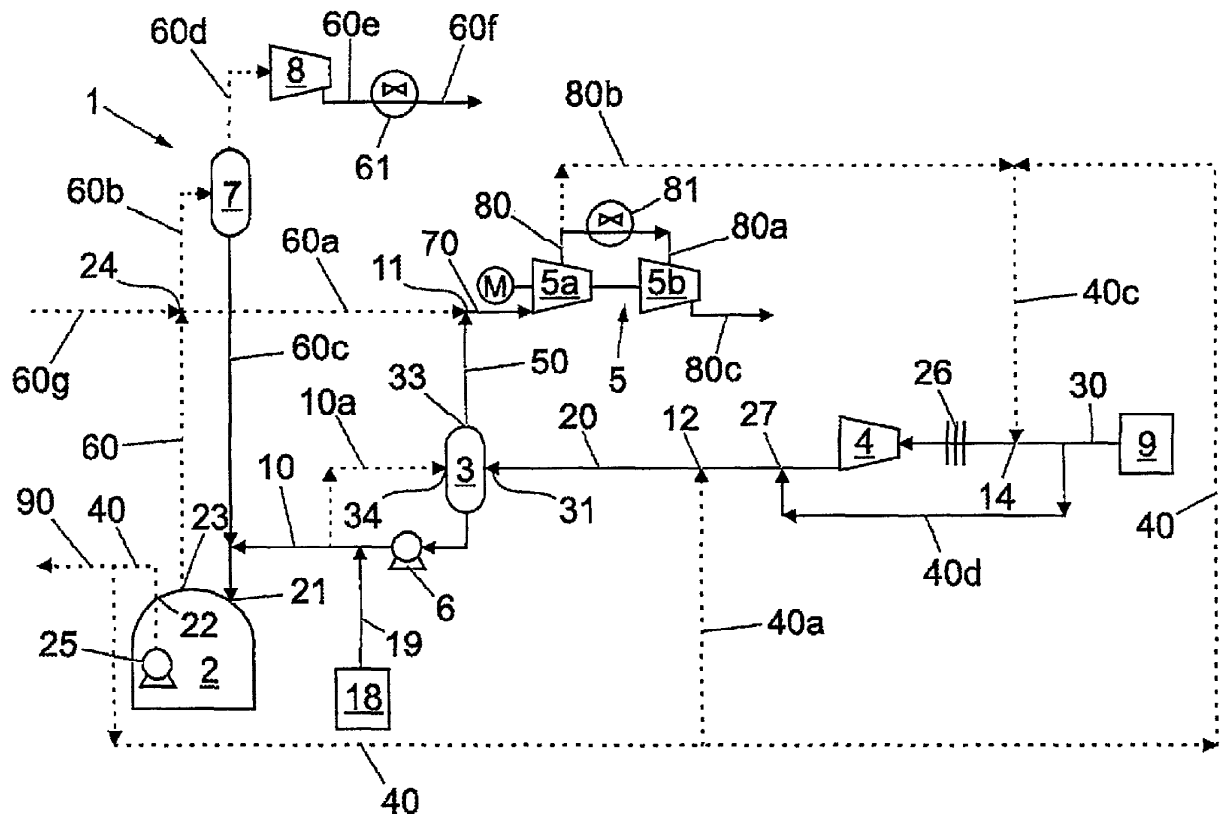
30

35

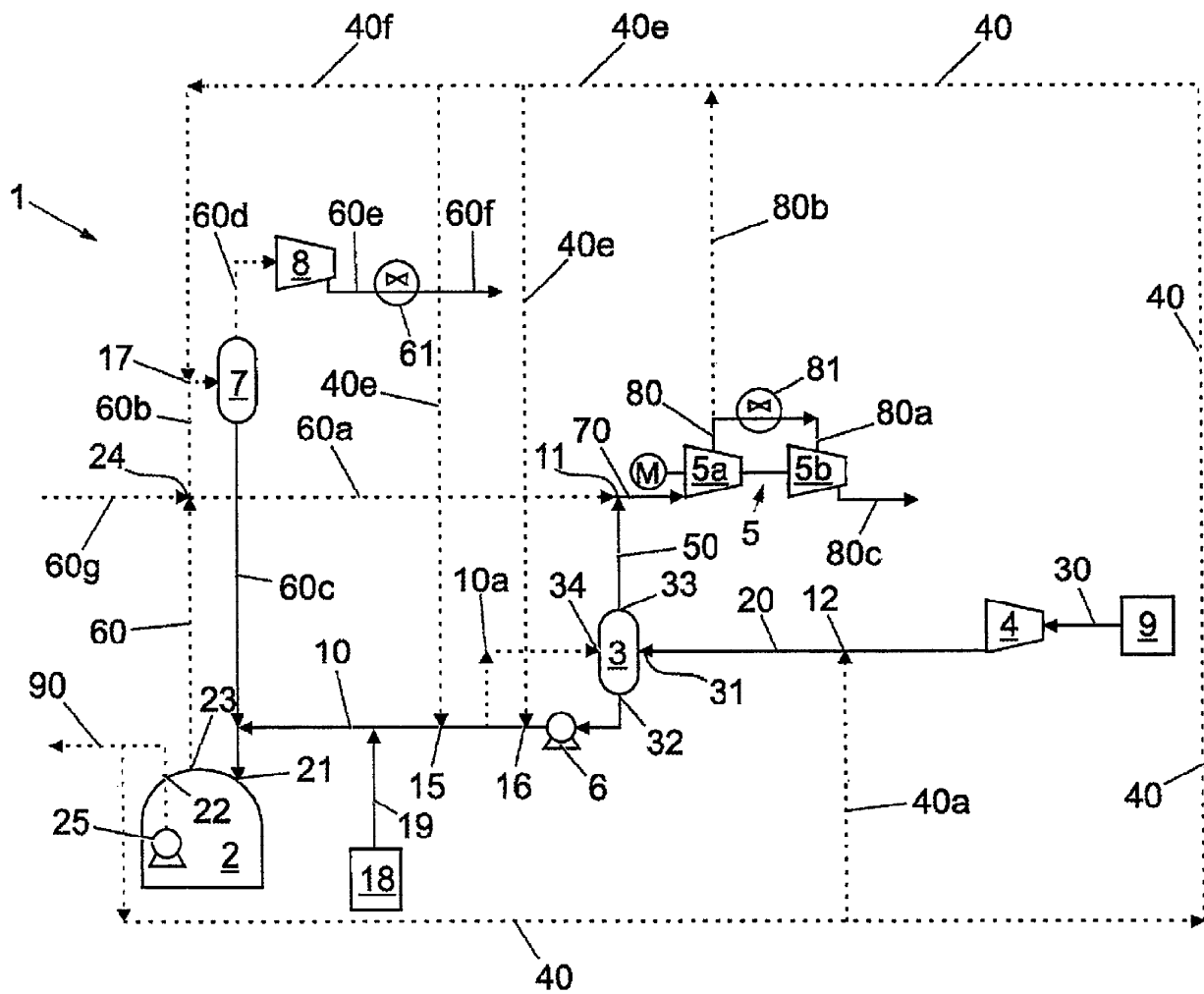
40

45

50



Фиг.2



Фиг.3