



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

F25J 1/0022 (2020.08); F25J 1/0035 (2020.08); F25J 1/0037 (2020.08); F25J 1/004 (2020.08); F25J 1/005 (2020.08); F25J 1/0072 (2020.08); F25J 1/0095 (2020.08); F25J 1/0097 (2020.08); F25J 1/0208 (2020.08); F25J 1/0209 (2020.08); F25J 1/0231 (2020.08); F25J 1/0237 (2020.08); F25J 1/0278 (2020.08); F25J 1/0283 (2020.08); F25J 1/0288 (2020.08); F25J 1/029 (2020.08)

(21)(22) Заявка: 2019101462, 20.06.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
20.06.2017Дата регистрации:
15.02.2021

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
06.07.2016 FR 1656460

(43) Дата публикации заявки: 06.08.2020 Бюл. № 22

(45) Опубликовано: 15.02.2021 Бюл. № 5

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 06.02.2019(86) Заявка РСТ:
FR 2017/051630 (20.06.2017)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2018/007710 (11.01.2018)Адрес для переписки:
197101, Санкт-Петербург, а/я 128, "АРС-
ПАТЕНТ", М.В. Хмара

(72) Автор(ы):

ЗЕЛИНЬСКИ, Эрик (FR),
ТРИШАР, Натали (FR),
БЕЛЛАНД, Жюльен (FR),
РОДЬЕ, Бенжамен (FR)

(73) Патентообладатель(и):
САИПЕМ С.П.А. (IT)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: FR 2317609 A1, 04.02.1977. RU
2241181 C2, 27.11.2004. WO 2013/057314 A2,
25.04.2013. WO 97/13109 A1, 10.04.1997. US 2005/
217314 A1, 06.10.2005.

(54) СПОСОБ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ НЕГО ЖИДКОСТЕЙ,
КОТОРЫЕ МОГУТ В НЕМ НАХОДИТЬСЯ, ВКЛЮЧАЮЩИЙ ДВА ПОЛУЗАМКНУТЫХ
ХОЛОДИЛЬНЫХ ЦИКЛА ДЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЗАМКНУТЫЙ ХОЛОДИЛЬНЫЙ ЦИКЛ
ДЛЯ ГАЗА-ХЛАДАГЕНТА

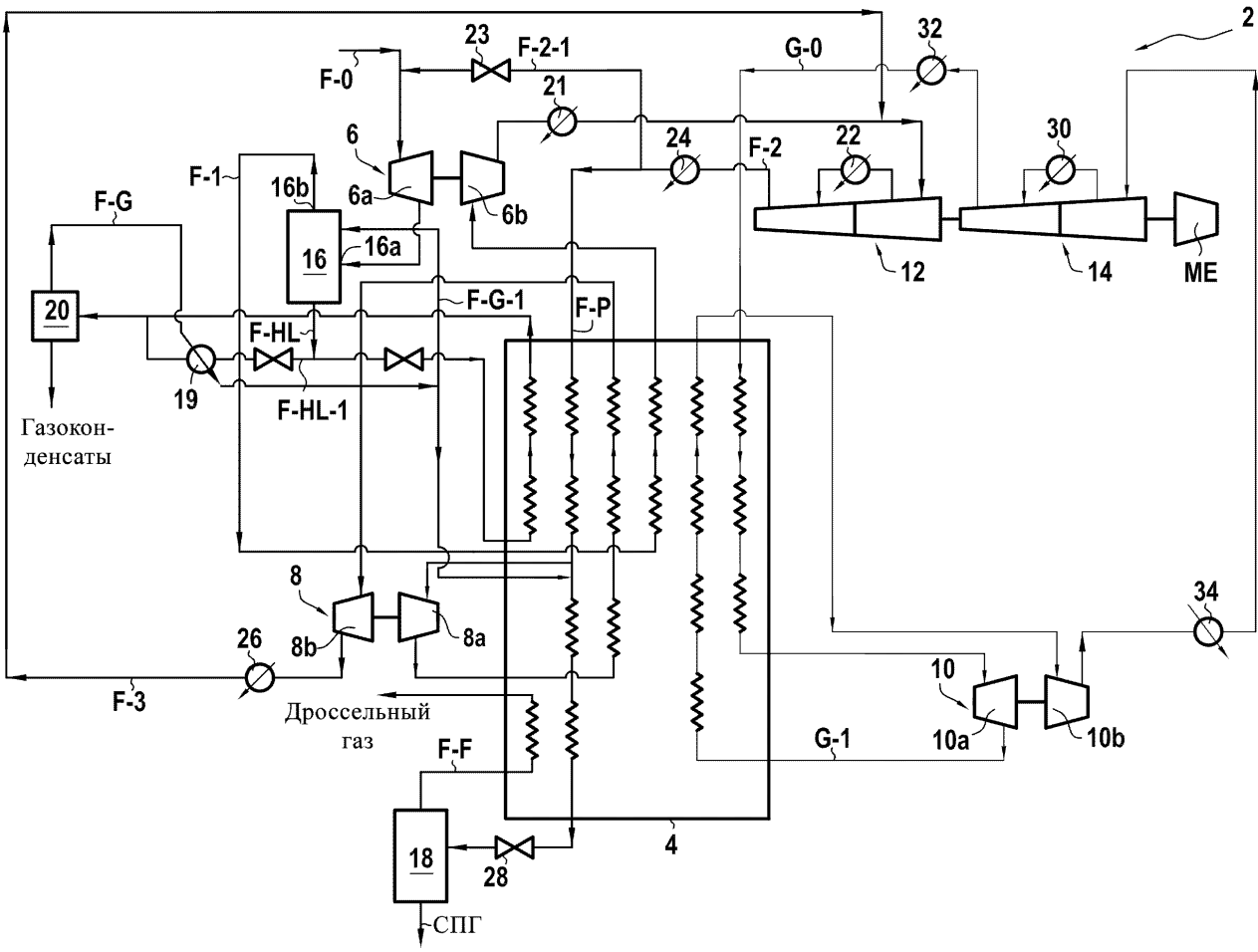
(57) Реферат:

Изобретение относится к способу сжижения природного газа, содержащего смесь углеводородов с преимущественным содержанием метана. Способ включает первый полузамкнутый холодильный цикл, в котором любые сконденсировавшиеся газоконденсатные жидкости отделяют от входного потока природного газа, а этот поток проходит далее

через главный криогенный теплообменник (4), чтобы способствовать за счет теплообмена предохлаждению главного потока (F-P) природного газа и охлаждению начального потока (G-0) газа-хладагента. Предусмотрены также второй полузамкнутый холодильный цикл, способствующий предохлаждению природного газа и хладагента, а также сжижению природного

газа, и замкнутый холодильный цикл для газа-хладагента, предназначенный для переохлаждения сжиженного природного газа и, в дополнение к двум другим циклам, для обеспечения требуемой холодильной мощности.

Изобретение предлагает также установку для сжижения природного газа, пригодную для осуществления данного процесса. Техническим результатом является снижение энергозатрат. 2 н. и 14 з.п. ф-лы, 5 ил.



ФИГ. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

F25J 1/0022 (2020.08); *F25J 1/0035* (2020.08); *F25J 1/0037* (2020.08); *F25J 1/004* (2020.08); *F25J 1/005* (2020.08); *F25J 1/0072* (2020.08); *F25J 1/0095* (2020.08); *F25J 1/0097* (2020.08); *F25J 1/0208* (2020.08); *F25J 1/0209* (2020.08); *F25J 1/0231* (2020.08); *F25J 1/0237* (2020.08); *F25J 1/0278* (2020.08); *F25J 1/0283* (2020.08); *F25J 1/0288* (2020.08); *F25J 1/029* (2020.08)

(21)(22) Application: **2019101462, 20.06.2017**(24) Effective date for property rights:
20.06.2017Registration date:
15.02.2021

Priority:

(30) Convention priority:
06.07.2016 FR 1656460(43) Application published: **06.08.2020 Bull. № 22**(45) Date of publication: **15.02.2021 Bull. № 5**(85) Commencement of national phase: **06.02.2019**(86) PCT application:
FR 2017/051630 (20.06.2017)(87) PCT publication:
WO 2018/007710 (11.01.2018)Mail address:
**197101, Sankt-Peterburg, a/ya 128, "ARS-
PATENT", M.V. Khmara**

(72) Inventor(s):

**ZIELINSKI, Eric (FR),
TRICHARD, Nathalie (FR),
BELLANDE, Julien (FR),
RODIER, Benjamin (FR)**

(73) Proprietor(s):

SAIPEM S.P.A. (IT)

(54) **METHOD FOR LIQUEFYING NATURAL GAS AND EXTRACTING LIQUIDS CONTAINED THEREIN INCLUDING TWO SEMI-CLOSED NATURAL GAS REFRIGERATION CYCLES AND CLOSED REFRIGERANT GAS REFRIGERATION CYCLE**

(57) Abstract:

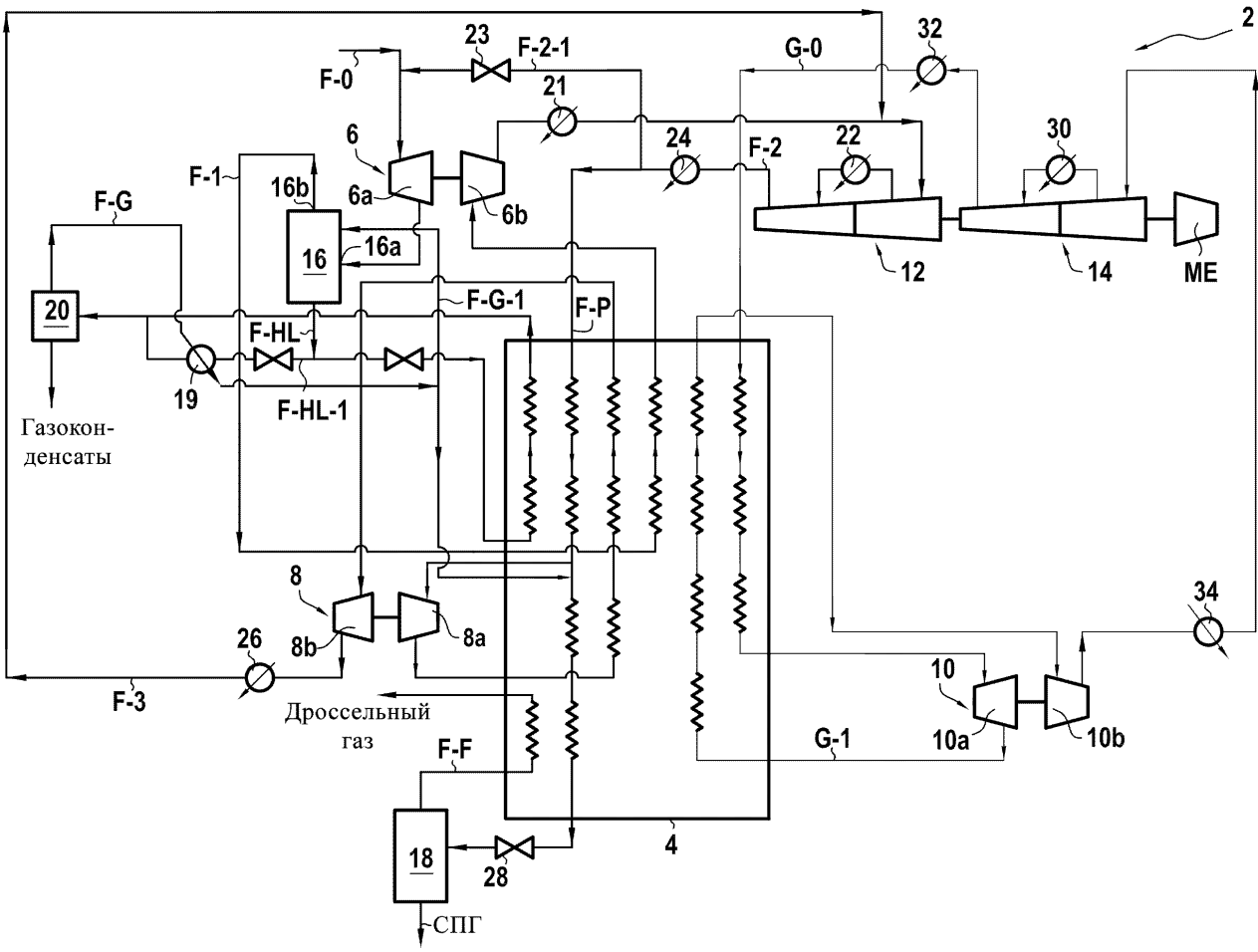
FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to a method for liquefying natural gas containing a mixture of hydrocarbons with predominant methane content. The method comprises the first semi-closed refrigeration cycle in which any condensed gas condensate liquids are being separated from the natural gas inlet flow and this flow passes through the main cryogenic heat exchanger (4) to contribute by heat exchange to the pre-

cooling of the main flow (F-P) of natural gas and cooling of the initial flow (G-0) of refrigerant gas. Provided are also the second semi-closed refrigeration cycle contributing to the pre-cooling of natural gas and refrigerant gas as well as to the liquefaction of natural gas and a closed refrigeration cycle for refrigerant gas intended for the supercooling of liquefied natural gas and, in addition to the other two cycles for providing the required refrigeration capacity. The invention also

proposes a unit for liquefying natural gas applicable to carrying out said process.
 EFFECT: the technical result consists in reduction

of energy consumption.
 16 cl, 5 dwg



ФИГ. 1

Область техники

Изобретение относится к сжижению природного газа, в основном, состоящего из метана, чтобы получить сжиженный природный газ (СПГ).

Более конкретной, но неограничивающей областью применения изобретения являются плавучие установки для сжижения природного газа (ПУСПГ), которые используются для получения СПГ в морских условиях, на борту судна или на любом другом плавучем средстве.

Уровень техники

Природный газ (преимущественно метан), который используется для производства СПГ, является либо попутным продуктом нефтяных месторождений, т.е. добывается совместно с сырой нефтью (в этом случае в малых или средних количествах), либо основным продуктом газового месторождения.

Если природный газ добывается, в малых количествах, вместе с сырой нефтью, он обычно обрабатывается и отделяется, а затем закачивается обратно в нефтяную скважину, отводится по трубопроводу и/или используется на месте, в частности как топливо для электрогенераторов, печей или котлов.

Если же природный газ добывается в больших количествах из газовых месторождений, его, наоборот, целесообразно транспортировать, чтобы иметь возможность использовать в других местах, а не там, где он произведен. С этой целью природный газ может транспортироваться в резервуарах специализированных транспортных судов (известных, как "метановозы") в форме криогенной жидкости (при температуре примерно -160°C) и при давлении, близком к атмосферному.

Природный газ, как правило, сжимается для целей транспортирования вблизи места его добычи, а это требует наличия крупных установок и значительных затрат механической энергии с учетом объемов производства, которые могут достигать до нескольких миллионов (метрических) тонн в год. Механическая энергия, необходимая для процесса сжижения, может быть получена в месте, где находится установка для сжижения газа, за счет использования некоторого количества природного газа в качестве топлива.

Перед сжижением природный газ должен быть подвержен обработке, чтобы извлечь кислые (кислотные) газы (преимущественно диоксид углерода), воду (чтобы избежать ее замораживания в установке для сжижения), ртуть (чтобы устранить в установке для сжижения любой риск ухудшения состояния оборудования, изготовленного из алюминия) и некоторое количество газоконденсатных жидкостей (ГКЖ). ГКЖ содержат все углеводороды тяжелее, чем метан, которые присутствуют в природном газе и которые могут быть сконденсированы. ГКЖ содержат, в частности, этан, сжиженные нефтяные газы (СНГ) (например пропан и бутаны), пентаны и присутствующие в природном газе углеводороды, тяжелее, чем пентаны. Среди этих углеводородов особенно критичными в отношении извлечения перед подачей в установку для сжижения являются: бензол; основная фракция пентанов и другие, более тяжелые углеводороды, поскольку необходимо избежать их замораживания в установке для сжижения. Кроме того, извлечение СНГ и этана может также оказаться необходимым для того, чтобы гарантировать соответствие СПГ коммерческим спецификациям в отношении теплотворности или чтобы обеспечить коммерческое производство этих продуктов.

Извлечение ГКЖ либо интегрировано в установку для сжижения природного газа, либо проводится в специализированном модуле, предшествующем установке для сжижения. В первом из этих вариантов извлечение обычно проводят при относительно высоком давлении (порядка 4-5 МПа), а во втором варианте - обычно при более низком

давлении (порядка 2-4 МПа).

Преимуществом извлечения ГКЖ, интегрированного в сжижение природного газа (которое описано, например, в US 4430103), является его простота. Однако процесс этого типа осуществляется только при давлении, более низком, чем критическое давление для сжижения газа, что негативно влияет на эффективность сжижения. Кроме того, процесс такого типа в типичном случае отделяет природный газ от ГКЖ при давлениях порядка 4-5 МПа. К сожалению, при таких давлениях селективность, с которой происходит отделение ГКЖ, является низкой. В частности, вместе с ГКЖ извлекается значительное количество метана. Поэтому обычно требуется последующая обработка, чтобы удалить метан.

Далее, при давлении порядка 4-5 МПа плотности жидкости и природного газа являются относительно близкими, что создает трудности при разработке и использовании сепараторных барабанов и дистилляционных колонн (особенно в контексте их применения на плавучих средствах).

Извлечение ГКЖ при давлении порядка 2-4 МПа в специализированном модуле, находящемся перед установкой для сжижения, например, как это описано в US 4157904, обеспечивает более высокие степени извлечения ГКЖ при хорошей селективности (т.е. извлекается небольшое количество метана). Становится также возможным гарантировать, что газ подается на сжижение при оптимальном для сжижения давлении (в типичном случае по меньшей мере эквивалентном критическому давлению) путем использования специального рекомпрессора. Однако такое извлечение ГКЖ требует большого количества сложного оборудования и непренебрежимых количеств механической энергии для рекомпримирования (повторного сжатия) природного газа.

Кроме того, используемый способ извлечения ГКЖ оказывает значительное влияние на стоимость и на сложность установки для сжижения в отношении как осуществления сжижения, так и общей энергоэффективности установки.

С целью оптимизировать их суммарную энергетическую эффективность, были разработаны различные процессы сжижения природного газа. В принципе, эти процессы в типичном случае основаны на механическом охлаждении природного газа, которое осуществляют посредством одного или более термодинамических холодильных циклов, обеспечивающих тепловую мощность, требуемую для охлаждения и сжижения природного газа. В каждом термодинамическом цикле, реализуемом в этих процессах, сжатый (в форме газа) хладагент охлаждают (и, возможно, конденсируют) посредством источника температуры, имеющего более высокую температуру, чем температура охлажденной текучей среды, и именуемого "нехолодным источником" (водой, воздухом, каким-либо другим холодильным циклом). Затем хладагент, перед его расширением, дополнительно охлаждают потоком холодного газа, генерируемым самим термодинамическим циклом. Поток холодного хладагента с низкой температурой, достигнутой в результате такого расширения, используют для охлаждения природного газа и для пред охлаждения хладагента. Газообразный хладагент, имеющий низкое давление, сжимают до уровня его начального давления (посредством компрессоров, приводимых в действие газовыми турбинами, паровыми турбинами или электрическими двигателями).

При осуществлении термодинамических холодильных циклов мощность, необходимая для охлаждения и сжижения природного газа, может быть получена посредством испарения и нагрева жидкого хладагента, причем основная часть тепла для охлаждения обеспечивается латентной теплотой, связанной с изменением состояния, или нагреванием холодного хладагента в форме газа. Применительно к газу-хладагенту температура

хладагента в типичном случае понижается в результате расширения посредством расширительной турбины (известной, как "расширитель газа"). Охлаждение, обеспечиваемое хладагентом, преимущественно осуществляется в форме ощущаемого (sensible) тепла.

5 Применительно к жидкому хладагенту температура хладагента обычно понижается за счет расширения (дросселирования) через клапан и/или посредством жидкостной расширительной турбины (известной, как "расширитель жидкости"). Эффект охлаждения, обеспечиваемый хладагентом, преимущественно проявляется в форме латентной теплоты (и в меньшей степени в форме ощущаемого тепла). Поскольку количество
10 латентного тепла намного больше, чем ощущаемого тепла, расход хладагента, необходимый для получения такой же холодильной мощности, больше для термодинамических циклов, имеющих доступ к хладагенту в форме газа, чем для термодинамических циклов, имеющих доступ к хладагенту в форме жидкости.

Таким образом, для получения той же производительности сжижения в
15 термодинамических холодильных циклах, использующих в качестве хладагента газ, требуются холодильные компрессоры большей производительности и трубы большего диаметра, чем это требуется для термодинамических холодильных циклов, использующих жидкий хладагент. Термодинамические циклы с газом-хладагентом, как правило, являются менее эффективными, чем термодинамические циклы с жидким
20 хладагентом, в частности потому, что разность температур между текучей средой, которая подвергается охлаждению, и текучей средой-хладагентом в среднем больше для газового холодильного цикла, что вносит свой вклад в увеличение потерь эффективности вследствие необратимости.

Однако термодинамические холодильные циклы с жидким хладагентом используют
25 большие массы хладагента, чем термодинамические циклы с газовым хладагентом. Если используемые текучие среды-хладагенты являются горючими или токсичными, термодинамическим циклам с жидким хладагентом неизбежно присущ более низкий уровень безопасности, чем процессам с газом-хладагентом, в частности если сравнивать термодинамические циклы с жидким хладагентом, использующие в качестве хладагента
30 углеводороды, с термодинамическими циклами, использующими в качестве хладагента инертный газ, такой как азот. Это обстоятельство является, в частности, критичным в ситуациях, когда большое количество оборудования сконцентрировано в ограниченном пространстве, в частности на плавучих установках. Таким образом, холодильные циклы, использующие жидкие хладагенты, являются термодинамически эффективными, но
35 они обладают определенными недостатками, в частности, для морских применений, на плавучем несущем средстве.

Были предложены различные процессы сжижения, использующие термодинамические холодильные циклы с газовым хладагентом. В качестве примера, US 5916260, WO 2005/071333, WO 2009/130466, WO 2012/175889 и WO 2013/057314 описывают циклы сжижения
40 с двукратным или трехкратным расширением азота, использующие сжатие нагретого азота на выходе из теплообменника. На выходе из компрессоров азот охлаждается и расширяется посредством турбин, чтобы использовать его для охлаждения и сжижения природного газа.

Такие процессы сжижения с использованием расширения азота обладают
45 несомненными преимуществами в отношении простоты, внутренне присущей безопасности и надежности, что делает их особенно подходящими для применения на морских плавучих установках. Вместе с тем, эти процессы обладают низкой эффективностью. Действительно, процесс использования жидких хладагентов в типичном

случае выдает (при эквивалентных затратах механической энергии) примерно на 30% больше СПГ, чем процесс с двукратным расширением азота.

В WO 2007/021351 и US 6412302 описаны процессы сжижения природного газа, которые комбинируют расширение природного газа и азота. Эти процессы позволяют

5 повысить эффективность сжижения, но они не интегрируют сжижение с извлечением ГКЖ. К сожалению, такое извлечение может потребовать большого количества сложного оборудования и/или оказать негативное влияние на эффективность сжижения.

Наконец в US 7225636 и WO 2009/017414 описаны процессы сжижения природного газа, которые комбинируют холодильные циклы для сжижения природного газа

10 посредством газовых расширительных турбин с извлечением ГКЖ. Однако эти процессы обладают некоторыми недостатками. В частности, в этих двух документах описано извлечение ГКЖ при относительно высоком давлении, приводящем к плохой селективности разделения, в то время как сжижение природного газа имеет место при низком давлении (более низком, чем критическое давление), что негативно влияет на

15 эффективность.

Раскрытие изобретения

Таким образом, главная задача, решаемая изобретением, состоит в ослаблении отмеченных недостатков путем разработки способа сжижения, использующего

термодинамические циклы с применением газа-хладагента, имеющего эффективность,

20 более высокую, чем у известных процессов сжижения, и, вместе с тем, являющегося простым и компактным в отношении извлечения ГКЖ (если они присутствуют), которое должно быть интегрировано в способ сжижения, а также обеспечивающим более эффективную общую оптимизацию энергозатрат, чем известные процессы.

Согласно изобретению эта задача решается разработкой предлагаемого способа сжижения природного газа, содержащего смесь углеводородов, преимущественно

25 метана. Способ включает:

а) первый полузамкнутый холодильный цикл для природного газа, включающий следующую последовательность операций:

- смешивают входной поток природного газа при давлении P_0 , предварительно

30 обработанный для извлечения из него кислых газов, воды и ртути, с потоком природного газа, который расширен до давления P_1 , а температура которого посредством расширительной турбины, функционирующей при температуре окружающей среды, понижена до температуры T_1 , с целью обеспечить конденсацию любых газоконденсатных жидкостей, содержащихся в природном газе;

35 - отделяют в главном сепараторе любые сконденсировавшиеся газоконденсатные жидкости от входного потока природного газа, после чего пропускают указанный поток через главный криогенный теплообменник, чтобы сформировать первый поток природного газа, способствующий, за счет теплообмена, сначала предохлаждению главного потока природного газа, текущего через главный криогенный теплообменник,

40 как противоточный поток, а затем охлаждению начального потока газа-хладагента, текущего через главный криогенный теплообменник, как противоточный поток;

- сжимают, на выходе из главного криогенного теплообменника, первый поток природного газа, который находится при температуре T_2 , превышающей T_1 и близкой к температуре нехолодного источника, до давления P_2 посредством компрессора,

45 приводимого в действие указанной расширительной турбиной, перед подачей на всасывающий вход компрессора природного газа, чтобы дополнительно сжать в нем указанный поток до давления P_3 , превышающего P_2 , и сформировать, тем самым, второй поток природного газа;

- часть второго потока природного газа расширяют и смешивают на выходе из компрессора природного газа с входным потоком природного газа перед указанной расширительной турбиной, тогда как другая его часть образует главный поток природного газа, и

5 - пропускают фракцию указанного главного потока природного газа через главный криогенный теплообменник, чтобы охладить ее в нем до температуры T3, достаточно низкой для осуществления сжижения природного газа;

б) второй полузамкнутый холодильный цикл для природного газа, включающий следующую последовательность операций:

10 - выводят другую фракцию главного потока природного газа из главного криогенного теплообменника при температуре T4, превышающей T3, и направляют ее в расширительную турбину, функционирующую при промежуточной температуре (далее - промежуточная турбина), с понижением, тем самым, температуры фракции, за счет расширения, до температуры T5, более низкой, чем T4, и с формированием, в
15 результате, третьего потока природного газа;

- реинжектируют третий поток природного газа в главный криогенный теплообменник, чтобы охладить, за счет теплообмена, главный поток природного газа и начальный поток газа-хладагента, текущие через главный криогенный теплообменник в противотоке, и

20 - направляют, с выхода из главного криогенного теплообменника, третий поток природного газа, имеющий температуру T6, близкую к температуре нехолодного источника, в компрессор, приводимый в действие промежуточной расширительной турбиной, чтобы сжать в нем указанный поток, который затем охлаждают перед смешиванием с первым потоком природного газа до входа в компрессор природного
25 газа, и

с) замкнутый холодильный цикл с использованием газа-хладагента, включающий следующую последовательность операций:

- пропускают начальный поток газа-хладагента при температуре T7, близкой к температуре нехолодного источника, ранее сжатый посредством компрессора газа-хладагента, через главный криогенный теплообменник для повторного охлаждения в
30 нем;

- направляют, с выхода из главного криогенного теплообменника, начальный поток газа-хладагента, имеющий температуру T8, более низкую, чем T7, в низкотемпературную расширительную турбину с понижением, за счет расширения, его температуры до
35 температуры T9, более низкой, чем T8, а сформированный в результате первый поток газа-хладагента реинжектируют в главный криогенный теплообменник, чтобы способствовать охлаждению главного потока природного газа и начального потока газа-хладагента, и

- направляют, с выхода из главного криогенного теплообменника, первый поток
40 газа-хладагента, имеющий температуру T10, близкую к температуре нехолодного источника, в компрессор, приводимый в действие низкотемпературной расширительной турбиной, чтобы осуществить в нем сжатие указанного потока перед его охлаждением, а затем направить на всасывание в компрессор газа-хладагента.

Способ сжижения согласно изобретению включает два полузамкнутых холодильных
45 цикла для природного газа и один замкнутый холодильный цикл для газа-хладагента. Первый полузамкнутый холодильный цикл для природного газа служит для извлечения тяжелых газоконденсатных жидкостей (ГКЖ), которые могут присутствовать в природном газе, чтобы избежать проблем с их замораживанием в холодной секции

установки для сжижения и чтобы обеспечить предохлаждение природного газа и газа-хладагента. Второй полужамкнутый холодильный цикл для природного газа способствует предохлаждению природного газа и газа-хладагента, а также сжижению природного газа. Замкнутый холодильный цикл для газа-хладагента служит для переохлаждения сжиженного природного газа и для получения холодильной мощности в дополнение к двум другим циклам. В типичном случае используемым газом-хладагентом является азот.

Проведенные расчеты показали, что затраты механической мощности на 1 т СПГ, производимого в эквивалентных условиях, в способе по изобретению примерно на 15% ниже, чем в процессе с двумя азотными холодильными циклами, на 10% ниже, чем в процессе с тремя азотными холодильными циклами, и на 8% ниже, чем в процессе, включающем один холодильный цикл для природного газа и два азотных холодильных цикла, когда эти процессы сочетаются с извлечением ГКЖ в модуле, предшествующем сжижению, что требует повторного сжатия газа (мощность, необходимая для этого сжатия, учитывалась при проведении описанного сравнения). Таким образом, мощность, расходуемая на 1 т СПГ, в способе по изобретению ниже, чем в процессах, известных из уровня техники, т.е. этот способ имеет более высокую эффективность.

Способ по изобретению объединяет извлечение тяжелых ГКЖ со сжижением, повышая, тем самым, общую энергоэффективность установки для сжижения природного газа и позволяя отказаться от использования специальной установки для такого извлечения. Следовательно, упрощается процесс предобработки природного газа. Далее, поскольку извлечение проводят при низком давлении, в процесс извлечения вовлекается меньше легких углеводородов (в частности метана). Это позволяет работать с тяжелыми ГКЖ, используя процесс, который просто осуществить.

Единственный цикл для газа-хладагента в способе по изобретению - это закрытый цикл. Таким образом, требуется только дозаправка газа-хладагента, и ее несложно обеспечить (особенно если преимущественным газом-хладагентом является азот). В частности, не требуется никакого специального модуля для импортирования, производства, обработки или хранения жидких углеводородов для использования в качестве хладагента. Это значительно упрощает запуск способа по изобретению.

Способ по изобретению обеспечивает высокий уровень внутренне присущей безопасности. Более конкретно, используемые массы углеводородов ограничены (особенно по сравнению с процессом, использующим в качестве хладагентов углеводороды в жидкой форме). Это также упрощает запуск способа по изобретению.

И, наконец, данный способ особенно хорошо подходит для сжижения природного газа на борту ПУСПГ, поскольку обладает высоким уровнем внутренней присущей безопасности и не требует хранения хладагентов.

В "варианте последовательного рекомпримирования" при осуществлении второго полужамкнутого холодильного цикла поток природного газа на выходе из компрессора, приводимого в действие промежуточной расширительной турбиной, охлаждают, а затем, перед направлением на вход компрессора, приводимого в действие расширительной турбиной, функционирующей при температуре окружающей среды, смешивают с первым потоком природного газа. Данный вариант позволяет проводить ступенчатое сжатие природного газа, чтобы повысить эффективность этого процесса сжатия.

В "варианте с дополнительным предохлаждением посредством вспомогательного холодильного цикла" при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла входной поток природного газа при подаче в расширительную турбину,

функционирующую при температуре окружающей среды, дополнительно охлаждают во вспомогательном теплообменнике. В этом варианте вспомогательный холодильный цикл обеспечивает холодильную мощность, требующуюся для функционирования вспомогательного теплообменника. В такой схеме температура в главном сепараторе является более низкой, что позволяет повысить степень извлечения ГКЖ.

В "варианте поглощения ГКЖ переохлажденным обратным потоком" при осуществлении второго полужамкнутого холодильного цикла третий поток природного газа направляют из выхлопной части промежуточной расширительной турбины во вспомогательный сепаратор, с выхода из которого поток природного газа реинжектируют в главный криогенный теплообменник, а поток жидкого природного газа с выхода вспомогательного сепаратора закачивают полностью или частично в главный сепаратор для участия в поглощении газоконденсатов. Контакт между природным газом для обработки и переохлажденными возвращаемыми фракциями можно, например, осуществить в противотоке. С этой целью главный сепаратор может быть, например, укомплектован набивкой. В данном варианте становится возможным обрабатывать легкие газы с высоким содержанием ароматических соединений (например бензол) или обеспечить высокую степень извлечения СНГ (например, чтобы обеспечить промышленное производство СНГ).

В "варианте поглощения ГКЖ обратным потоком СПГ" при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла часть фракции главного потока природного газа, которая проходит через главный криогенный теплообменник, чтобы охладиться в нем, выводят из указанного теплообменника при температуре T_{11} , превышающей температуру T_3 , чтобы направить в главный сепаратор для участия в поглощении газоконденсатов. Контакт между природным газом для обработки и возвращаемым СПГ можно, например, осуществить в противотоке. С этой целью главный сепаратор может быть, например, укомплектован набивкой. В этом варианте становится возможным обрабатывать легкие газы с высоким содержанием ароматических соединений (например бензол) или, например, извлекать СНГ при высокой степени извлечения совместно с этаном.

При осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла для природного газа входной поток природного газа предпочтительно смешивают с более легким природным газом, поступающим с выхода компрессора природного газа, перед расширением в турбине, функционирующей при температуре окружающей среды, без предохлаждения в главном криогенном теплообменнике. Тем самым обеспечивается возможность эффективно получать холодный газ для предохлаждения природного газа и газа-хладагента и извлекать любые ГКЖ с отличной селективностью.

Кроме того, при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла входной поток природного газа, выводимый из выхлопной части указанной расширительной турбины, инжектируют в главный сепаратор, на выходе из которого получают жидкий поток тяжелых газов. В этом случае фракцию полученного потока жидкого природного газа нагревают и частично преобразуют в пар, чтобы облегчить его дальнейшую обработку.

В предпочтительном варианте давление главного потока природного газа выше, чем критическое давление природного газа. Это способствует максимизации эффективности сжижения и гарантирует, что сжижение происходит без фазового перехода.

Изобретение предлагает также установку для сжижения природного газа, пригодную для осуществления описанного способа. Установка содержит:

- функционирующую при температуре окружающей среды расширительную турбину для приема входного потока природного газа и части второго потока природного газа, поступающего из компрессора природного газа, выхлоп которого соединен с входом главного сепаратора;

5 - главный криогенный теплообменник для приема природного газа и потоков газа-хладагента;

- приводимый в действие указанной расширительной турбиной компрессор для приема первого потока природного газа из главного сепаратора, причем выход данного компрессора подключен к всасывающему входу компрессора природного газа;

10 - промежуточную расширительную турбину для приема части главного потока природного газа, поступающего с выхода компрессора природного газа, и подсоединенную к входу и к выходу главного криогенного теплообменника;

- компрессор, приводимый в действие промежуточной расширительной турбиной для приема третьего потока природного газа из главного криогенного теплообменника;

15 - низкотемпературную расширительную турбину для газа-хладагента, подсоединенную к входу и к выходу главного криогенного теплообменника, и

- компрессор, приводимый в действие низкотемпературной расширительной турбиной и имеющий выход, подсоединенный к всасывающему входу компрессора газа-хладагента.

20 Компрессор природного газа и компрессор газа-хладагента предпочтительно приводятся в действие одной и той же приводной машиной, обеспечивающей механическую мощность, необходимую для повышения давления природного газа с целью его сжижения и для повышения давления текучих сред, перемещаемых в трех холодильных циклах. В результате потребление механической мощности, необходимой
25 для выполнения этих функций, оптимизируется таким образом, чтобы максимизировать производство СПГ, одновременно минимизируя количество оборудования.

Кроме того, компрессор природного газа предпочтительно установлен, по направлению движению потока, за компрессорами, приводимыми в действие расширительной турбиной, функционирующей при температуре окружающей среды,
30 и промежуточной расширительной турбиной, а компрессор газа-хладагента установлен, по направлению движению потока, за компрессором, приводимым в действие низкотемпературной расширительной турбиной.

Краткое описание чертежей

Другие признаки и преимущества изобретения станут ясны из нижеследующего
35 описания, приводимого со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых представлены неограничивающие варианты изобретения.

На фиг. 1 представлена схема, иллюстрирующая осуществление способа сжижения согласно изобретению.

Фиг. 2 иллюстрирует вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый
40 "вариантом последовательного рекомпримирования".

Фиг. 3 иллюстрирует другой вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом с дополнительным предохлаждением посредством вспомогательного холодильного цикла".

Фиг. 4 иллюстрирует вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый
45 "вариантом поглощения ГКЖ переохлажденным обратным потоком".

Фиг. 5 иллюстрирует еще один вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом поглощения ГКЖ обратным потоком СПГ".

Осуществление изобретения

Способ сжижения согласно изобретению применим, в частности (но не исключительно), к природному газу, добываемому из газового месторождения. В типичном случае природный газ состоит преимущественно из метана, который присутствует в комбинации с другими газами, в основном, с углеводородами C2-C6, кислыми газами, водой и инертными газами, включая азот, а также с различными примесями, например с ртутью.

На фиг. 1 представлен пример установки 2 для осуществления способа сжижения природного газа согласно изобретению.

По существу, способ сжижения согласно изобретению использует три термодинамических холодильных цикла: два полужамкнутых холодильных цикла для природного газа и один замкнутый холодильный цикл для газа-хладагента.

При этом в качестве газа-хладагента в способе по изобретению предпочтительно используется газ, состоящий преимущественно из азота, что делает данный способ подходящим, в частности, для применений в морских условиях, в типичном случае на плавучей установке для сжижения природного газа (ПУСПГ).

Как показано на фиг. 1, установке 2 для сжижения требуется только один главный криогенный теплообменник 4, который может представлять собой комплект спаянных алюминиевых теплообменников, установленных в теплоизолированный кожух.

Установке 2 для сжижения требуются также три турбодетандера: турбодетандер 6 для природного газа, функционирующий при температуре окружающей среды, турбодетандер 8 для природного газа, функционирующий при промежуточной температуре, и низкотемпературный турбодетандер 10 для газа-хладагента.

Как известно, турбодетандер - это ротационная машина, содержащая газовую расширительную турбину (в данном примере используются расширительная турбина 6а, функционирующая при температуре окружающей среды, расширительная турбина 8а, функционирующая при промежуточной температуре, и низкотемпературная турбина 10а) в комбинации с газовым компрессором (соответственно с компрессором 6b, компрессором 8b и компрессором 10b), приводимым в действие газовой турбиной.

Установка 2 для сжижения согласно изобретению дополнительно содержит компрессор 12 природного газа и компрессор 14 газа-хладагента. Эти два компрессора предпочтительно приводятся в действие общей приводной машиной ME, например газовой турбиной, обеспечивающей энергию, необходимую для повышения давления природного газа с целью его сжижения и для повышения давления текучих сред, перемещаемых во всех трех холодильных циклах.

Как будет подробно описано далее, компрессор природного газа выполняет три функции: повышение давления природного газа и обеспечение его течения, чтобы осуществить подачу достаточной холодильной мощности для поддержания рефрижерации (охлаждения) и сжижения природного газа и газа-хладагента; повторное сжатие (рекомпримирование) природного газа, который был расширен, чтобы извлечь тяжелые ГКЖ; и гарантирование того, что природный газ, подлежащий сжижению, находится при давлении, оптимальном для максимизации эффективности сжижения.

Функция холодильного компрессора состоит в обеспечении повышения давления и циркуляции газа-хладагента с целью обеспечить рефрижерацию, способствующую охлаждению газа-хладагента, а также предохлаждению и сжижению природного газа, и гарантировать переохлаждение природного газа.

Установка 2 для сжижения имеет также главный сепаратор 16 для отделения любой ГКЖ, содержащейся в природном газе, и барабан 18 для разделения остаточных растворенных газов и СПГ.

Далее будут описаны различные операции способа сжижения природного газа согласно изобретению.

Перед первым полужамкнутым холодильным циклом для природного газа этот газ подвергают предобработке, чтобы сделать его пригодным для сжижения. Эта предобработка включает, в частности, обработку для извлечения из природного газа кислых газов (включая диоксид углерода), которые могли бы быть заморожены в установке для сжижения. Предобработка включает также дегидратацию (с целью удаления из природного газа воды) и обработку для удаления ртути, создающей в установке для сжижения риск ухудшения состояния оборудования, изготовленного из алюминия (включая главный криогенный теплообменник 4).

Входной поток F-0 природного газа в типичном случае поступает с этой стадии предобработки при давлении P0, составляющем 5-10 МПа, и при температуре T0, близкой к температуре нехолодного источника (в этом примере слегка превышающей ее). Термин "нехолодный источник" относится в контексте изобретения к источнику тепла, который используется в процессе сжижения для охлаждения некриогенных потоков. В типичном случае нехолодным источником может быть окружающий воздух, морская вода, пресная вода, охлажденная морской водой, текучая среда, охлажденная во вспомогательном холодильном цикле, или комбинация таких источников.

Указанный поток F-0 смешивают с потоком F-2-1 природного газа, который выходит из установки для сжижения (и который будет описан далее), и подают в первый полужамкнутый холодильный цикл для природного газа.

Как было упомянуто, этот первый полужамкнутый холодильный цикл для природного газа нужен, чтобы извлечь любые тяжелые ГКЖ, которые могут присутствовать в природном газе, и обеспечить предохлаждение природного газа и газа-хладагента.

С этой целью входной поток F-0 природного газа (объединенный с потоком F-2-1 природного газа, который будет описан далее) проходит через расширительную турбину ба, функционирующую при температуре окружающей среды, на выхлопе (т.е. на выходе) которой давление потока понижено до давления P1 в интервале 1-3 МПа, а его температура понижена до температуры T1 в интервале от -40°C до -60°C. Эта стадия расширения входного потока природного газа приводит к конденсации любых содержащихся в нем тяжелых ГКЖ.

В контексте изобретения термин "тяжелые ГКЖ" охватывает, по существу, содержащиеся в природном газе углеводороды C5 (пентаны), C6 (гексаны, бензол) и высшие углеводороды (C5+), а также меньшие и непостоянные фракции этана, пропана и бутанов и, кроме того, очень малую фракцию метана.

После конденсации тяжелых ГКЖ поток природного газа из выхлопной части указанной турбины ба подают на вход главного сепаратора 16. На выходе из этого сепаратора поток F-HL газоконденсатов нагревают, например, пропуская через главный криогенный теплообменник 4 (как это показано на фиг. 1) или через специальный ребойлер для ГКЖ, а затем направляют его в блок 20 обработки ГКЖ. После его нагрева поток F-HL газоконденсатов становится двухфазным потоком, который может либо быть направлен прямо в блок 20 обработки ГКЖ (как это показано на фиг. 1), либо пройти сепарирование с отделением газа от жидкости, причем испарившийся газ возвращают в главный сепаратор 16.

Блок 20 обработки ГКЖ - это блок для обработки тяжелых ГКЖ, в частности для отделения бутанов и еще более легких углеводородов от пентанов и более тяжелых углеводородов, чтобы сформировать выходной поток F-G легких газоконденсатов (именуемый также потоком F-G легких ГКЖ) и поток бензиновой фракции природного

газа. На выходе из блока обработки ГКЖ поток F-G легких ГКЖ, который преимущественно содержит этан, пропан и бутаны, инжектируется в газ, подлежащий сжижению, если это совместимо со спецификациями для целевого СПГ (при отсутствии такой совместимости данный поток используют вне установки для сжижения).

5 Далее, фракция F-HL-1 потока F-HL тяжелых газоконденсатов природного газа может быть направлена в холодильник 19 ГКЖ, чтобы получить тепловую энергию, необходимую для функционирования теплообменника. В частности, в холодильнике 19 охлаждается поток F-G легких ГКЖ природного газа, поступающий из блока 20 обработки ГКЖ. Фракцию F-G-1 охлажденного потока F-G легких ГКЖ реинжектируют

10 в главный сепаратор 16.

Путем управления расходом, с которым поток F-G-1 реинжектируется в главный сепаратор, становится возможным улучшить извлечение тяжелых ГКЖ и, в частности, уменьшить остаточное количество бензола и тяжелых углеводородов в газе на выходе из главного сепаратора.

15 Фракцию охлажденного потока F-G легких ГКЖ, которая не реинжектируется в главный сепаратор 16, подают в главный поток F-P природного газа за (по направлению потока) точкой подачи в промежуточную турбину 8а (как это будет описано далее).

Следует отметить, что реинжектирование фракции F-G-1 охлажденного потока F-G легких ГКЖ в главный сепаратор 16 не является необходимым при низком содержании

20 бензола и углеводородов C5 и C5+ во входном потоке природного газа. Следует также отметить, что охлаждение потока F-G легких ГКЖ может осуществляться непосредственно в главном криогенном теплообменнике 4, если отсутствует теплообменник, специально предусмотренный для этой цели.

В завершение следует отметить, что инжектирование потока F-G легких ГКЖ может

25 производиться в форме прямого или противоточного потока. Если поток F-G легких ГКЖ реинжектируется в главный сепаратор 16 противоточно; сепаратор, как вариант, может быть оборудован колонной с набивкой, чтобы повысить эффективность извлечения ГКЖ.

На выходе из главного сепаратора 16 поток природного газа, из которого удалены

30 тяжелые углеводороды (газовый остаток), имеет температуру, приемлемую для предохлаждения как этого газа перед его сжижением, так и газа-хладагента. С этой целью из данного газового остатка формируют первый поток F-1 природного газа, который пропускают через главный криогенный теплообменник.

При своем прохождении через главный криогенный теплообменник первый поток

35 F-1 природного газа участвует в теплообмене, чтобы охладить сначала главный поток F-P природного газа, текущий противотоком через главный криогенный теплообменник, а затем начальный поток G-0 газа-хладагента (рассматриваемый далее), также текущий противотоком через главный криогенный теплообменник.

На выходе из главного криогенного теплообменника первый поток F-1 природного

40 газа имеет температуру T2, превышающую T1 и близкую к температуре нехолодного источника. Этот поток подается в компрессор 6b (приводимый в действие расширительной турбиной 6а), где он сжимается до давления P2, в типичном случае составляющего 2 МПа-4 МПа.

На выходе из компрессора 6b поток природного газа проходит через холодильник

45 21 природного газа, а затем подается на всасывающий вход компрессора 12 природного газа, где он дополнительно сжимается до давления P3, превышающего P2 и P0 (а также предпочтительно, превышающего критическое давление природного газа), чтобы сформировать на выходе второй поток F-2 природного газа. В типичном случае давление

P3 может составлять 6-10 МПа.

В этом компрессоре 12 природного газа поток природного газа может сжиматься в процессе двух последовательных операций сжатия, между которыми поток природного газа может быть охлажден посредством холодильника 22 природного газа.

5 Второй поток F-2 природного газа проходит через другой холодильник 24 природного газа, после чего разделяется на два субпотока: один субпоток F-2-1 расширяется и смешивается с входным потоком F-0 природного газа перед расширительной турбиной 6а (как это было описано выше), а второй субпоток образует главный поток F-P природного газа, который проходит через главный криогенный теплообменник 4.

10 Следует отметить, что поток F-2-1 может быть расширен либо просто посредством управляющего клапана 23 (как это показано на фиг. 1), либо посредством расширительной турбины.

Часть указанного главного потока F-P природного газа проходит через главный криогенный теплообменник, где она охлаждается до температуры T3 (в типичном случае в интервале от -140°C до -160°C), достаточно низкой для сжижения природного газа.

15 Другая часть главного потока F-P природного газа проходит через второй полузамкнутый цикл для природного газа. Назначение этого второго цикла состоит в том, чтобы способствовать охлаждению газа-хладагента и предохлаждению природного газа и его сжижению.

Та часть главного потока F-P природного газа, которая проходит через второй полузамкнутый цикл, выводится из главного криогенного теплообменника при температуре T4 (в типичном варианте находящейся в интервале от -10°C до -40°C), превышающей температуру T3, так что она может быть подана в промежуточную 25 расширительную турбину 8а, чтобы понизить, за счет расширения, ее температуру до температуры T5 (в типичном случае составляющей от -80°C до -110°C), которая ниже, чем температура T4, и сформировать, тем самым, третий поток F-3 природного газа.

Третий поток F-3 природного газа, который может, как вариант, содержать 30 варьирующуюся конденсированную жидкую фракцию, реинжектируют в главный криогенный теплообменник, чтобы охладить, посредством теплообмена, начальный поток G-0 газа-хладагента и главный поток F-P природного газа, противоточно проходящий через главный криогенный теплообменник.

На выходе из главного криогенного теплообменника третий поток F-3 природного газа, находящийся в газовой фазе при температуре T6, близкой к температуре 35 нехолодного источника, направляют в компрессор 8b, который приводится в действие промежуточной расширительной турбиной 8а и который осуществляет сжатие этого потока. Затем данный поток охлаждается холодильником 26 природного газа перед его смешиванием с первым потоком F-1 природного газа перед (по направлению течения потока) компрессором 12 природного газа.

40 При прохождении через главный криогенный теплообменник главный поток F-P природного газа охлаждается посредством теплообмена с первым потоком F-1 природного газа, третьим потоком F-3 природного газа и первым потоком G-1 газа-хладагента (который будет рассмотрен далее). Все эти три потока проходят через главный криогенный теплообменник 4 как противоточные.

45 В результате главный поток F-P природного газа на выходе из главного криогенного теплообменника оказывается охлажденным до температуры, при которой может происходить его сжижение. Проходя через клапан 28, поток претерпевает расширение Джоуля-Томсона с достижением давления, близкого к атмосферному. Альтернативно,

чтобы повысить эффективность расширения, оно может быть осуществлено посредством жидкостной расширительной турбины.

Расширение сжиженного природного газа приводит к генерированию дроссельных газов, которые отделяют от сжиженного природного газа в барабане 18, предназначенном именно для этой цели. На выходе из барабана поток сжиженного природного газа (СПГ), отделенный от дроссельных газов, доставляется на судна-хранилища СПГ.

Дроссельные газы F-F направляют в главный криогенный теплообменник, чтобы нагреть их до температуры T11, в типичном случае составляющей от -50°C до -110°C, а затем - в блок обработки дроссельных газов. Это позволяет ослабить требования к холодильной мощности холодной секции главного криогенного теплообменника.

Далее будет описан единственный замкнутый холодильный цикл, в котором газ-хладагент (в этом примере преимущественно азот) используется для доставки дополнительной тепловой мощности в два других холодильных цикла и для переохлаждения сжиженного природного газа.

Компрессор 14 газа-хладагента выдает начальный поток G-0 газа-хладагента, который, после его охлаждения в холодильнике 32 газа-хладагента, имеет температуру T7, близкую к температуре нехолодного источника.

Основная часть этого начального потока G-0 газа-хладагента проходит через главный криогенный теплообменник 4, чтобы обеспечить его предохлаждение за счет нагрева первого потока F-1 природного газа, третьего потока F-3 природного газа, а также вышеупомянутого первого потока G-1 газа-хладагента, который проходит через главный криогенный теплообменник в противоточном направлении.

На выходе из главного криогенного теплообменника начальный поток G-0 газа-хладагента имеет температуру T8 (например в интервале от -80°C до -110°C), более низкую, чем температура T7. Этот поток направляют в низкотемпературную расширительную турбину 10a, чтобы дополнительно охладить его до температуры T9 (например в интервале от -140°C до -160°C), более низкой, чем температура T8, перед тем, как реинжектировать его в главный криогенный теплообменник, чтобы сформировать первый поток G-1 газа-хладагента.

Как это было описано, при прохождении этого первого потока G-1 газа-хладагента через главный криогенный теплообменник он участвует в теплообмене, чтобы охладить главный поток F-P природного газа и начальный поток G-0 газа-хладагента, проходя по отношению к ним в противоточном направлении.

На выходе из главного криогенного теплообменника 4 первый поток G-1 газа-хладагента имеет температуру T10, превышающую T9 и близкую к температуре нехолодного источника. Этот поток направляют в компрессор 10b, приводимый в действие низкотемпературной расширительной турбиной 10a, чтобы осуществить его сжатие перед охлаждением посредством холодильника 34 для газа-хладагента и последующим реинжектированием (посредством всасывания) в компрессор 14 газа-хладагента.

Следует отметить, что в компрессоре 14 газа-хладагента первый поток G-1 газа-хладагента может быть подвергнут сжатию на двух последовательных операциях сжатия с возможным охлаждением данного потока между этими операциями посредством другого холодильника 30 для газа-хладагента.

Далее, со ссылками на фиг. 2-5, будет описано несколько вариантов способа сжижения согласно изобретению. Следует отметить, что, в зависимости от конкретных обстоятельств, каждый из этих вариантов может быть осуществлен отдельно или в

комбинации с другими вариантами.

На фиг. 2 представлен вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом последовательного рекомпримирования".

Этот вариант отличается от варианта по фиг. 1 тем, что поток с выхода компрессора 8b, приводимого в действие промежуточной расширительной турбиной 8a, направляют на всасывание в компрессор 6b, приводимый в действие расширительной турбиной 6a (вместо того, чтобы подать его прямо в компрессор 12 всасывания природного газа, как это описано для варианта по фиг. 1). После выведения из компрессора 6b этот поток природного газа проходит через холодильник 21 для природного газа и затем подается на всасывание в компрессор природного газа.

Таким образом, данный вариант позволяет проводить ступенчатое сжатие природного газа, более эффективное, чем сжатие, описанное со ссылкой на фиг. 1.

На фиг. 3 показан другой вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом с дополнительным предохлаждением посредством вспомогательного холодильного цикла".

Этот вариант отличается от варианта по фиг. 1 тем, что при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла для природного газа входной поток природного газа при подаче в расширительную турбину 6a, функционирующую при температуре окружающей среды, дополнительно охлаждают во вспомогательном теплообменнике 36.

Как проиллюстрировано на фиг. 3, холодильную мощность, требующуюся для функционирования вспомогательного теплообменника 36, обеспечивает вспомогательный холодильный цикл 38. Этот цикл может в качестве хладагента использовать, например, гидрофторуглерод или диоксид углерода.

В данном варианте температура в главном сепараторе 16 является более низкой, что позволяет повысить степень извлечения ГКЖ.

Фиг. 4 иллюстрирует еще один вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом поглощения ГКЖ переохлажденным обратным потоком".

В этом варианте при осуществлении второго полужамкнутого холодильного цикла третий поток F-3 природного газа из выхлопной части промежуточной расширительной турбины 8a направляют во вспомогательный сепаратор 40, а выходящий из него поток природного газа реинжектируют в главный криогенный теплообменник 4. При этом поток газоконденсатов на выходе из вспомогательного сепаратора 40 закачивают полностью или частично в главный сепаратор 16, чтобы увеличить количество жидких фракций, поглощаемых природным газом.

Контакт между природным газом для обработки и переохлажденными возвращаемыми фракциями можно, например, осуществить в противотоке. С этой целью главный сепаратор может быть, например, укомплектован набивкой. В данном варианте становится возможным обрабатывать легкие газы с высоким содержанием ароматических соединений (например бензол) или обеспечить высокую степень извлечения СНГ (например, чтобы обеспечить промышленное производство СНГ).

На фиг. 5 показан другой вариант способа сжижения согласно изобретению, именуемый "вариантом поглощения ГКЖ обратным потоком СПГ".

В этом варианте при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла для природного газа часть F-I фракции главного потока F-P природного газа, которая проходит через главный криогенный теплообменник 4, где она охлаждается, выводится из главного криогенного теплообменника при температуре T11, чтобы быть направленной в главный сепаратор 16 в качестве вклада в жидкости, поглощаемые

природным газом.

Температура T11, при которой выводится поток F-I, превышает температуру T3. В качестве примера, она находится в интервале от -70°C до -110°C.

Контакт между природным газом для обработки и возвращаемым СПГ можно, например, осуществить в противотоке. С этой целью главный сепаратор может быть, например, укомплектован набивкой. В этом варианте становится возможным обрабатывать легкие газы с высоким содержанием ароматических соединений (например бензол) или, например, извлекать СНГ при высокой степени извлечения совместно с этаном.

(57) Формула изобретения

1. Способ сжижения природного газа, содержащего смесь углеводородов с преимущественным содержанием метана, включающий:

а) первый полузамкнутый холодильный цикл для природного газа, включающий следующую последовательность операций:

- смешивают входной поток (F-0) природного газа при давлении P0, предварительно обработанный для извлечения из него кислых газов, воды и ртути, с потоком природного газа и посредством расширительной турбины (6a), функционирующей при температуре окружающей среды, понижают давление полученной смеси потоков природного газа до давления P1 и понижают температуру указанной смеси до температуры T1 с целью обеспечить конденсацию любых газоконденсатных жидкостей, содержащихся в природном газе;

- отделяют в главном сепараторе (16) любые сконденсировавшиеся газоконденсатные жидкости от входного потока природного газа, после чего пропускают указанный поток через главный криогенный теплообменник (4), чтобы сформировать первый поток (F-1) природного газа, способствующий за счет теплообмена сначала предохлаждению главного потока (F-P) природного газа, текущего через главный криогенный теплообменник, как противоточный поток, а затем охлаждению начального потока (G-0) газа-хладагента, текущего через главный криогенный теплообменник, как противоточный поток;

- сжимают на выходе из главного криогенного теплообменника первый поток (F-1) природного газа, который находится при температуре T2, превышающей T1 и близкой к температуре нехолодного источника, до давления P2 посредством компрессора (6b), приводимого в действие указанной расширительной турбиной (6a), перед подачей на всасывающий вход компрессора (12) природного газа, чтобы дополнительно сжать в нем указанный поток до давления P3, превышающего P2, и сформировать тем самым второй поток (F-2) природного газа;

- часть второго потока (F-2) природного газа расширяют и смешивают на выходе из компрессора (12) природного газа с входным потоком (F-0) природного газа перед указанной расширительной турбиной, тогда как другая его часть образует главный поток (F-P) природного газа, и

- пропускают фракцию указанного главного потока (F-P) природного газа через главный криогенный теплообменник, чтобы охладить ее в нем до температуры T3, достаточно низкой для осуществления сжижения природного газа;

б) второй полузамкнутый холодильный цикл для природного газа, включающий следующую последовательность операций:

- выводят другую фракцию главного потока (F-P) природного газа из главного криогенного теплообменника при температуре T4, превышающей T3, и направляют

ее в расширительную турбину (8а), функционирующую при промежуточной температуре, с понижением тем самым температуры фракции, за счет расширения, до температуры Т5, более низкой, чем Т4, и с формированием в результате третьего потока (F-3) природного газа;

5 - реинжектируют третий поток (F-3) природного газа в главный криогенный теплообменник, чтобы охладить за счет теплообмена главный поток природного газа и начальный поток газа-хладагента, текущие через главный криогенный теплообменник в противотоке, и

10 - направляют с выхода из главного криогенного теплообменника третий поток (F-3) природного газа, имеющий температуру Т6, близкую к температуре нехолодного источника, в компрессор (8b), приводимый в действие расширительной турбиной (8а), функционирующей при промежуточной температуре, чтобы сжать в нем указанный поток, который затем охлаждают перед смешиванием с первым потоком природного газа до входа в компрессор (12) природного газа, и

15 с) замкнутый холодильный цикл с использованием газа-хладагента, включающий следующую последовательность операций:

- пропускают начальный поток (G-0) газа-хладагента при температуре Т7, близкой к температуре нехолодного источника, ранее сжатый посредством компрессора (14) газа-хладагента, через главный криогенный теплообменник (4) для повторного
20 охлаждения в нем;

- направляют с выхода из главного криогенного теплообменника начальный поток (G-0) газа-хладагента, имеющий температуру Т8, более низкую, чем Т7, в низкотемпературную расширительную турбину (10а) с понижением, за счет расширения, его температуры до температуры Т9, более низкой, чем Т8, а сформированный в
25 результате первый поток (G-1) газа-хладагента реинжектируют в главный криогенный теплообменник, чтобы способствовать охлаждению главного потока (F-P) природного газа и начального потока (G-0) газа-хладагента, и

- направляют с выхода из главного криогенного теплообменника первый поток (G-1) газа-хладагента, имеющий температуру Т10, близкую к температуре нехолодного
30 источника, в компрессор (10b), приводимый в действие низкотемпературной расширительной турбиной (10а), чтобы осуществить в нем сжатие указанного потока перед его охлаждением, а затем направить на всасывание в компрессор (14) газа-хладагента.

2. Способ по п. 1, в котором при осуществлении второго полузамкнутого
35 холодильного цикла поток природного газа на выходе из компрессора (8b), приводимого в действие расширительной турбиной (8а), функционирующей при промежуточной температуре, охлаждают, а затем перед направлением на вход компрессора (8b), приводимого в действие расширительной турбиной (8а), функционирующей при температуре окружающей среды, смешивают с первым потоком природного газа.

40 3. Способ по п. 1 или 2, в котором при осуществлении первого полузамкнутого холодильного цикла входной поток природного газа при подаче в расширительную турбину (6а), функционирующую при температуре окружающей среды, дополнительно охлаждают во вспомогательном теплообменнике (36).

4. Способ по любому из пп. 1-3, в котором при осуществлении второго
45 полузамкнутого холодильного цикла третий поток (F-3) природного газа направляют из выхлопной части расширительной турбины (8а), функционирующей при промежуточной температуре, во вспомогательный сепаратор (40), с выхода из которого поток природного газа реинжектируют в главный криогенный теплообменник (4), а

поток жидкого природного газа с выхода вспомогательного сепаратора (40) закачивают полностью или частично в главный сепаратор (16) для участия в поглощении газоконденсатов.

5 5. Способ по любому из пп. 1-4, в котором при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла часть фракции главного потока (F-P) природного газа, которая проходит через главный криогенный теплообменник (4), чтобы охладиться в нем, выводят из указанного теплообменника при температуре T11, превышающей температуру T3, чтобы направить в главный сепаратор (16) для участия в поглощении газоконденсатов.

10 6. Способ по любому из пп. 1-5, в котором при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла входной поток (F-0) природного газа расширяют и понижают его температуру посредством расширительной турбины (6а), функционирующей при температуре окружающей среды, без предшествующего предохлаждения в главном криогенном теплообменнике.

15 7. Способ по любому из пп. 1-6, в котором при осуществлении первого полужамкнутого холодильного цикла входной поток природного газа, выводимый из выхлопной части указанной расширительной турбины (6а), инжeksiруют в главный сепаратор (16), на выходе из которого получают поток (F-HL) газоконденсатов.

8. Способ по п. 7, в котором полученный поток (F-HL) газоконденсатов нагревают и частично преобразуют в пар, чтобы облегчить его дальнейшую обработку.

20 9. Способ по п. 7 или 8, в котором тепловую энергию, необходимую для нагрева потока (F-HL) газоконденсатов, получают в результате охлаждения главного потока (F-P) природного газа и/или из начального потока (G-0) газа-хладагента.

10. Способ по любому из пп. 1-9, в котором давление главного потока (F-P) природного газа выше, чем критическое давление природного газа.

11. Способ по любому из пп. 1-10, в котором:

- температура T1 находится в интервале от -40 до -60°C;
- температура T3 находится в интервале от -140 до -160°C;
- температура T4 находится в интервале от -10 до -40°C;
- 30 - температура T5 находится в интервале от -80 до -110°C;
- температура T8 находится в интервале от -80 до -110°C;
- температура T9 находится в интервале от -140 до -160°C;
- давление P0 находится в интервале 5-10 МПа;
- давление P1 находится в интервале 1-3 МПа;
- 35 - давление P2 находится в интервале 2-4 МПа и
- давление P3 находится в интервале 6-10 МПа.

12. Способ по любому из пп. 1-11, в котором газ-хладагент состоит преимущественно из азота.

40 13. Способ по любому из пп. 1-12, который осуществляют в морской установке для сжижения природного газа.

14. Установка для сжижения природного газа, пригодная для осуществления способа по любому из пп. 1-13, содержащая:

- функционирующую при температуре окружающей среды расширительную турбину (6а) для приема входного потока (F-0) природного газа и части второго потока природного газа (F-2), поступающего из компрессора (12) природного газа, выхлоп которого соединен с входом главного сепаратора (16);

- главный криогенный теплообменник (4) для приема природного газа (F-P, F-1, F-3) и потоков газа-хладагента;

- приводимый в действие указанной расширительной турбиной (6a) компрессор (6b) для приема первого потока (F-1) природного газа из главного сепаратора (16), причем выход компрессора (6b) подключен к всасывающему входу компрессора (12) природного газа;

5 - функционирующую при промежуточной температуре расширительную турбину (8a) для приема части главного потока (F-P) природного газа, поступающего с выхода компрессора (12) природного газа, и подсоединенную к входу и к выходу главного криогенного теплообменника (4);

10 - компрессор (8b), приводимый в действие функционирующей при промежуточной температуре расширительной турбиной для приема третьего потока (F-3) природного газа из главного криогенного теплообменника (4);

- низкотемпературную расширительную турбину (10a) для газа-хладагента, подсоединенную к входу и к выходу главного криогенного теплообменника (4), и

15 - компрессор (10b), приводимый в действие низкотемпературной расширительной турбиной (10a) и имеющий выход, подсоединенный к всасывающему входу компрессора (14) газа-хладагента.

15. Установка по п. 14, в которой компрессор (12) природного газа и компрессор (14) газа-хладагента выполнены с возможностью приведения в действие одной и той же приводной машиной (ME), обеспечивающей механическую мощность, необходимую для повышения давления природного газа с целью его сжижения и для повышения давления текучих сред, перемещаемых в трех холодильных циклах.

16. Установка по п. 14 или 15, в которой компрессор (12) природного газа установлен, по направлению движению потока, за компрессорами, приводимыми в действие расширительной турбиной (6a), функционирующей при температуре окружающей среды, и расширительной турбиной (8a), функционирующей при промежуточной температуре, а компрессор (14) газа-хладагента установлен, по направлению движению потока, за компрессором, приводимым в действие низкотемпературной расширительной турбиной (10a).

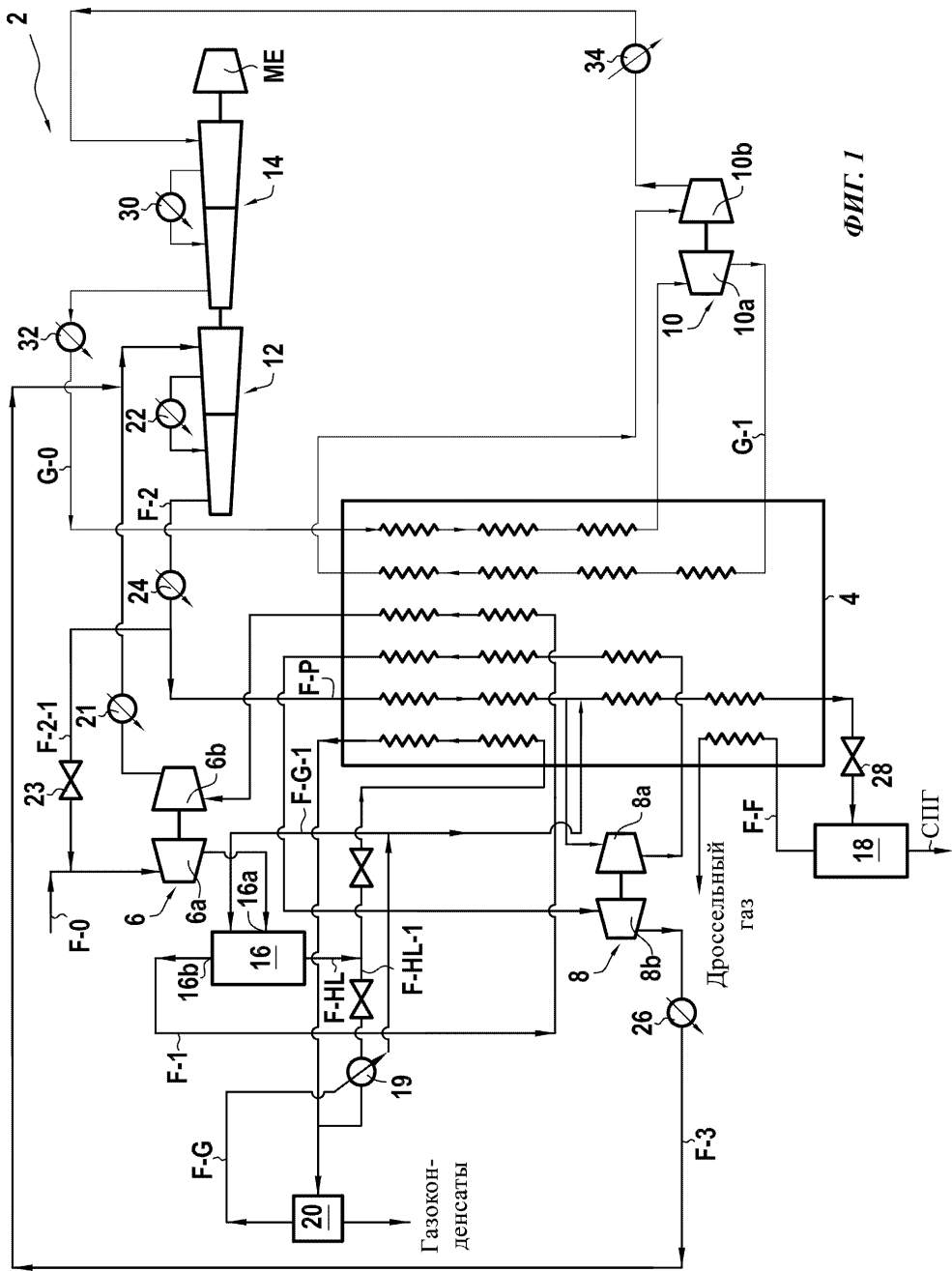
30

35

40

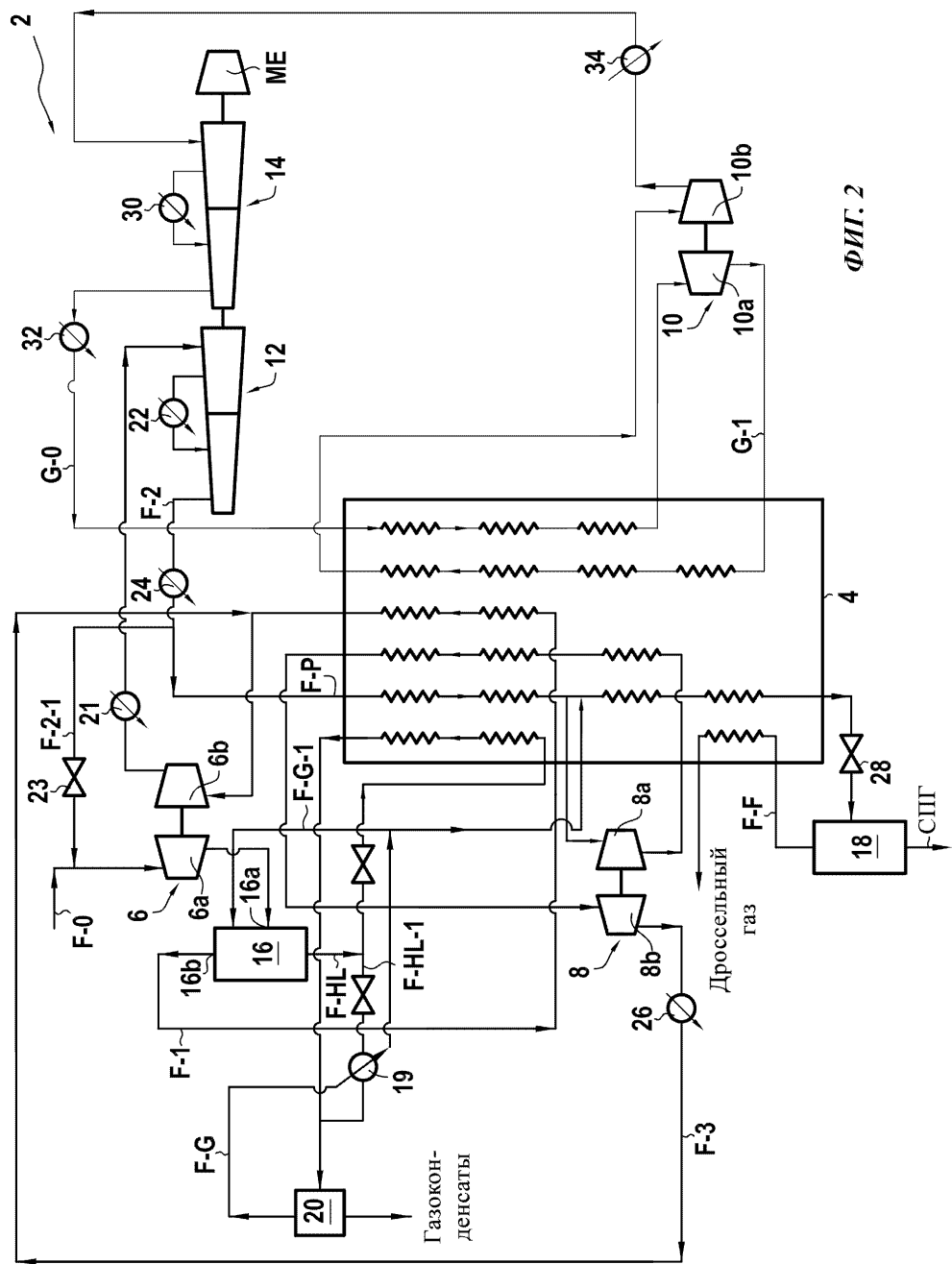
45

1

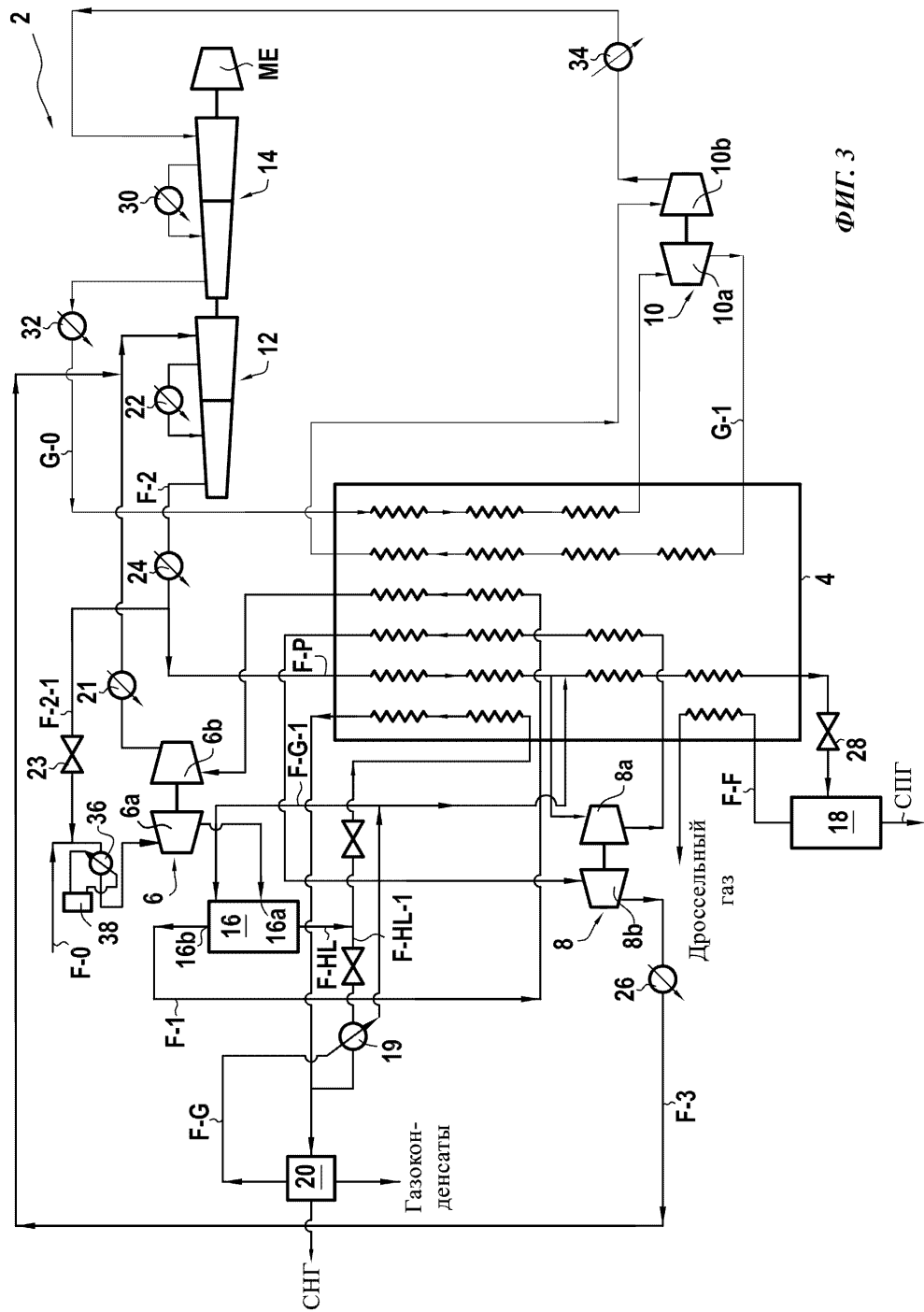


ФИГ. 1

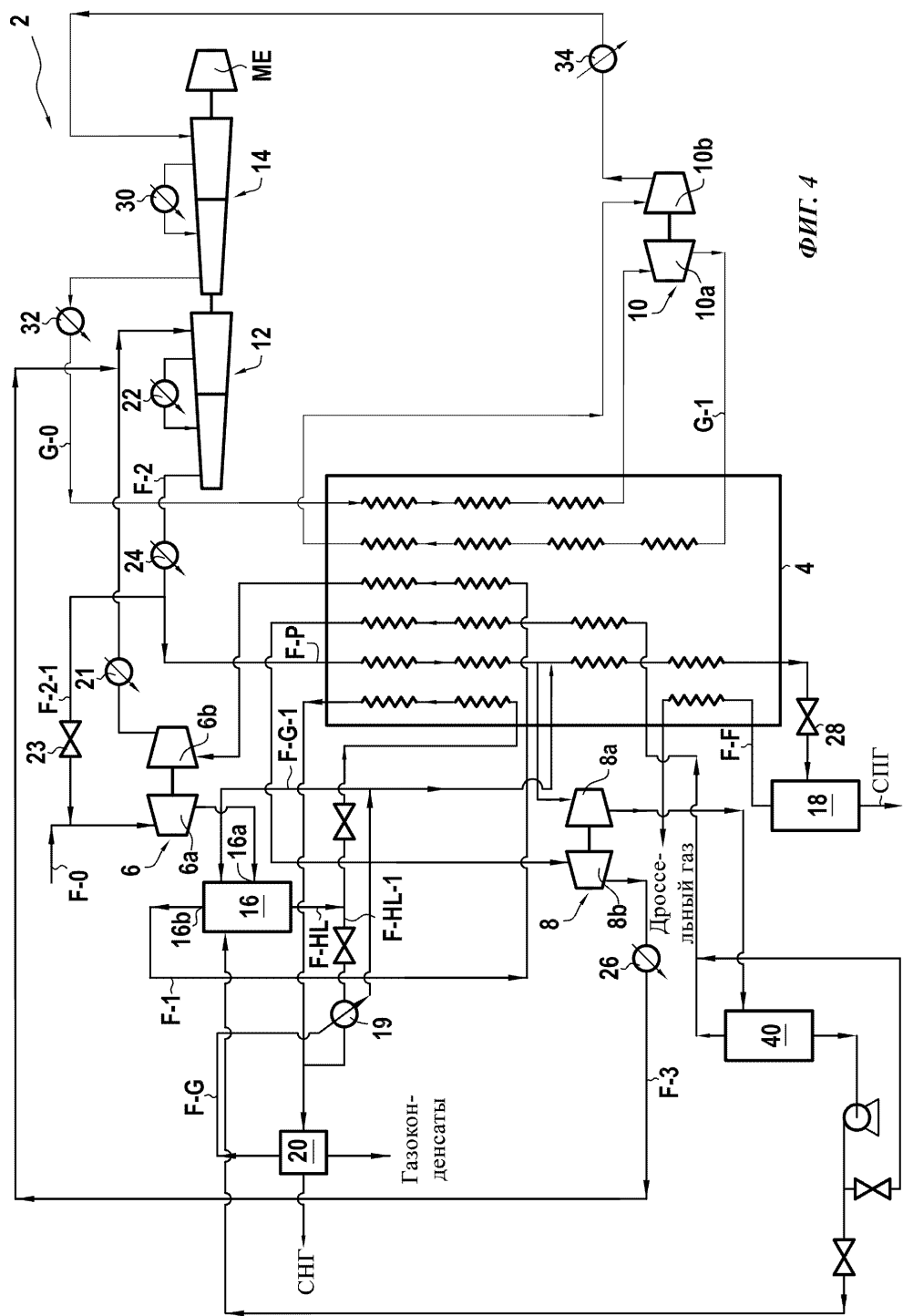
2

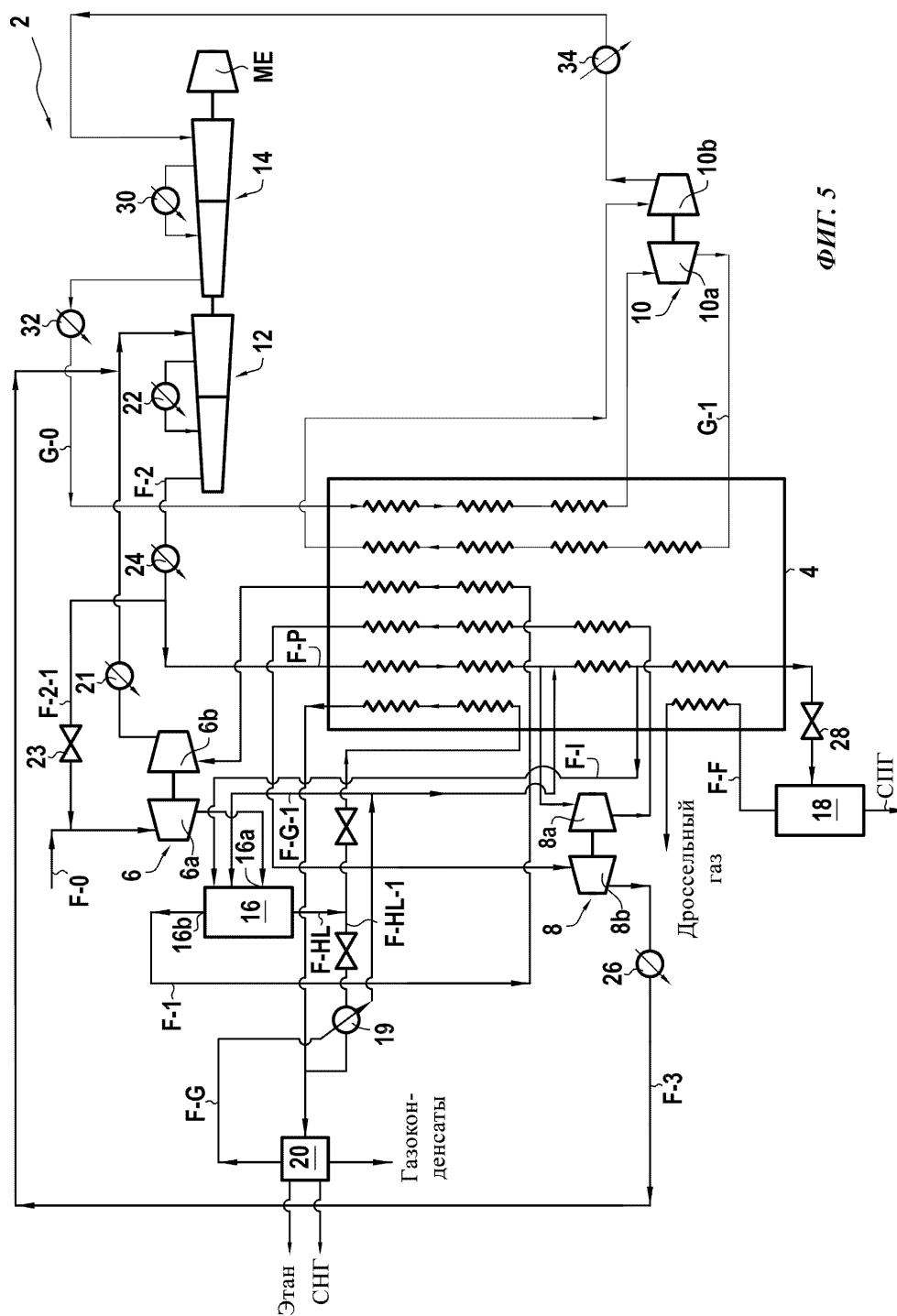


ФИГ. 2



ФИГ. 3





ФИГ. 5