

Настоящее изобретение относится к способу и устройству сжижения природного газа. В соответствии с другим аспектом, изобретение относится к усовершенствованным компоновкам привода, компрессора и источника питания для установки каскадного типа для сжижения природного газа.

Криогенное охлаждение природного газа широко практикуется для превращения природного газа в форму, более удобную для транспортировки и хранения. Такое охлаждение уменьшает объем, приблизительно, в 600 раз и обеспечивает продукт, который можно хранить и транспортировать при давлении, близком к атмосферному.

С учетом удобства хранения, природный газ часто транспортируют по трубопроводу от источника снабжения на удаленный рынок. Трубопровод желательно эксплуатировать, по существу, с постоянным и высоким коэффициентом нагрузки, однако, перекачивающая или пропускная способность трубопровода часто превышает спрос, а в другое время спрос может превышать перекачивающую способность трубопровода. Для сглаживания пиков в случае превышения нагрузки над объемом поставки, или провалов в случае превышения объема поставки над нагрузкой, желательно хранить избыток газа таким образом, чтобы его можно было поставлять, когда объем поставки превышает нагрузку. Данная практика позволяет обеспечивать будущие пиковые нагрузки материалом из хранилищ. Одно из практических средств решения данной проблемы состоит в превращении газа в сжиженное состояние для хранения и затем в испарении жидкости в зависимости от нагрузки.

Сжижение природного газа еще важнее для транспортировки газа из источника поставок, который находится на большом удалении от потенциального рынка, когда трубопровод либо отсутствует, либо нецелесообразен. Указанное, в частности, справедливо, если транспортировку требуется производить океанскими судами. Морская транспортировка в газообразном состоянии, как правило, нецелесообразна, поскольку необходимо значительное сжатие для существенного уменьшения удельного объема газа. При указанном сжатии требуется применять более дорогую тару для хранения.

Для хранения и транспортировки природного газа в жидком состоянии, природный газ охлаждают предпочтительно до  $-151^{\circ}\text{C}$  -  $-162^{\circ}\text{C}$  ( $-240^{\circ}\text{F}$  -  $-260^{\circ}\text{F}$ ), когда давление паров сжиженного природного газа (LNG) почти равно атмосферному. В технике известно множество систем сжижения природного газа, в которых газ сжижают последовательным пропусканием газа при повышенном давлении через множество ступеней охлаждения, на которых газ охлаждается до последовательно снижающихся температур в ходе последовательных циклов охлаждения, пока не достигается температура сжижения. Охлаждение обычно достигается теплообменом, по меньшей мере, с одним хладагентом, например пропаном, пропиленом, этаном, этиленом, метаном, азотом или сочетанием вышеупомянутых хладагентов (например, смешанными системами хладагентов). Методика сжижения, которая применима, в частности, к настоящему изобретению, использует замкнутый пропановый цикл охлаждения как цикл первичного охлаждения, замкнутый этиленовый цикл охлаждения как цикл промежуточного охлаждения и открытый метановый цикл охлаждения как цикл конечного охлаждения. В ходе открытого метанового цикла охлаждения, сжатый LNG-содержащий поток дросселируют и дроссельные пары (т.е. поток(и) дроссельного газа) используют затем как хладагенты, повторно сжимают, охлаждают, объединяют с питающим потоком очищенного природного газа и сжижают, получая, тем самым, сжатый LNG-содержащий поток.

Каждый из циклов охлаждения установки каскадного типа для сжижения природного газа содержит компрессор или группу компрессоров для повышения давления хладагента после того, как он использовался для охлаждения природного газа. Хладагент, выходящий под высоким давлением из компрессора(ов) сначала охлаждают путем косвенного теплообмена и затем расширяют перед использованием в качестве хладагента для охлаждения потока природного газа. Холодильные компрессоры, применяемые на установках LNG, обычно работают с приводом от крупногабаритных газовых турбин, например, газовых турбин с корпусом типоразмера 5 или 7, которые производят GE Power Systems, Атланта, шт. Джорджия.

Хотя обычные газовые турбины обеспечивают эффективное производство электроэнергии, применение газотурбинных приводов на установках LNG имеет ряд недостатков. Например, серийные газовые турбины выпускают только с заданными определенными типоразмерами (т.е. номинальными нагрузками), и, как правило, слишком дорого стоит получение газовой турбины, спроектированной и изготовленной на заказ в соответствии с определенными требованиями по нагрузке. Поэтому, во многих случаях серийные газовые турбины часто имеют слишком большой или малый типоразмер, чем требуется для данного применения на установке LNG. Такое несоответствие оптимальной расчетной нагрузки и фактической нагрузки установки может потребовать применения газовых турбин завышенного типоразмера на установке LNG. Такие газовые турбины завышенного типоразмера обычно имеют большую стоимость, чем потребовалось бы при одинаковых фактической нагрузки установки и расчетной нагрузки турбины. Кроме того, эксплуатация газовой турбины с завышенным типоразмером при меньшей нагрузке, чем оптимальная расчетная нагрузка, становится причиной снижения КПД газовой турбины.

Другой недостаток применения газотурбинных приводов для вращения холодильных компрессоров на установке LNG заключается в том, что сжигание топлива в газовых турбинах приводит к выбросам (например,  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_2$ ), которые следует контролировать для соблюдения местных природоохранных норм. С ужесточением норм атмосферных выбросов, контроль и соблюдение указанных норм может

стать сложной и дорогой задачей.

Еще один недостаток применения газовых турбин на установках LNG заключается в том, что лишь немногие компании изготавливают подходящие турбины. Следовательно, возможность получения турбины подходящего типоразмера может быть существенно ограничена, если высок спрос на данную конкретную турбину.

Другой недостаток применения газовых турбин для привода компрессоров на установке LNG заключается в том, что пуск газовых турбин может быть сложным и занимать много времени.

Поэтому необходимо создать новую систему сжижения природного газа, использующую механические приводы, которые можно экономически выгодно адаптировать в соответствии со специальными требованиями по нагрузке установки LNG.

Кроме того, необходимо создать новую систему сжижения природного газа, характеризующуюся меньшими выбросами благодаря применению механических приводов.

Необходимо также создать новую систему сжижения природного газа, использующую механические приводы, которые легко получать из разных источников по всему миру.

К тому же, необходимо создать новую систему сжижения природного газа, использующую механические приводы, которые легко и быстро запускаются.

Следует отметить, что вышеупомянутые требования являются иллюстративными и не обязательно все должны достигаться в предлагаемом изобретении. Другие потребности и преимущества изобретения будут очевидны из приведенного описания и чертежей.

В соответствии с вышеизложенным, в одном из вариантов осуществления настоящего изобретения, предлагается способ сжижения природного газа, содержащий следующие этапы: (a) приводят во вращение первый компрессор и второй компрессор первым электродвигателем; (b) приводят во вращение третий компрессор и четвертый компрессор вторым электродвигателем; (c) сжимают первый хладагент первого цикла охлаждения в первом и третьем компрессорах; и (d) сжимают второй хладагент второго цикла охлаждения во втором и четвертом компрессорах.

В соответствии с другим вариантом осуществления настоящего изобретения, предлагается способ сжижения природного газа, содержащий следующие этапы: (a) вырабатывают пар и электричество в когенерационной установке; (b) используют по меньшей мере часть электроэнергии для привода первого электродвигателя; (c) используют по меньшей мере часть пара для привода первой паровой турбины; (d) сжимают первый хладагент первого цикла охлаждения в первом компрессоре, приводимом во вращение первым электродвигателем; и (e) сжимают второй хладагент второго цикла охлаждения во втором компрессоре, приводимом во вращение первой паровой турбиной.

В соответствии с еще одним вариантом осуществления настоящего изобретения, предлагается устройство сжижения природного газа охлаждением природного газа посредством множества последовательных циклов охлаждения. Устройство содержит первый, второй и третий циклы охлаждения и первый, второй и третий электродвигатели. Первый, второй и третий циклы охлаждения содержат первый, второй и третий компрессоры для сжатия, соответственно, первого, второго и третьего хладагентов. Первый, второй и третий электродвигатели предназначены для приведения во вращение, соответственно, первого, второго и третьего компрессоров. Первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей. Второй хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из этана, этилена и их смесей. Третий хладагент содержит большей частью метан.

В соответствии с еще одним вариантом осуществления настоящего изобретения, предлагается устройство сжижения природного газа охлаждением природного газа посредством множества последовательных циклов охлаждения. Устройство содержит первый цикл охлаждения, второй цикл охлаждения, когенерационную установку, первый электродвигатель и первую паровую турбину. Первый цикл охлаждения содержит первый компрессор для сжатия первого хладагента. Второй цикл охлаждения содержит второй компрессор для сжатия второго хладагента. Когенерационная установка предназначена для одновременной генерации электроэнергии и пара. Первый электродвигатель соединен с возможностью передачи приводного усилия с первым компрессором и снабжается, по меньшей мере, частью электроэнергии, вырабатываемой когенерационной установкой. Первая паровая турбина соединена с возможностью передачи приводного усилия со вторым компрессором и снабжается, по меньшей мере, частью пара, вырабатываемого когенерационной установкой.

#### **Краткое описание чертежей**

Ниже приведено описание предпочтительного варианта осуществления настоящего изобретения со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых

фиг. 1 - упрощенная блок-схема процесса каскадного охлаждения для производства LNG, в котором используется новая система привода и компрессоров;

на фиг. 1 применяется следующая нумерация:

100-199: трубопроводы для потоков, в основном, из метана;

200-299: аппаратура и камеры для потоков, в основном, из метана;

300-399: трубопроводы для потоков, в основном, из пропана;

400-499: аппаратура и камеры для потоков, в основном, из пропана;  
 500-599: трубопроводы для потоков, в основном, из этилена;  
 600-699: аппаратура и камеры для потоков, в основном, из этилена;  
 700-799: механические приводы.

Фиг. 2 - упрощенная блок-схема, аналогичная фиг. 1, иллюстрирующая другой вариант системы привода и энергоснабжения установки LNG. На фиг. 2 применяется нумерация, аналогичная нумерации на фиг. 1, за исключением того, что на фиг. 2 позиции 900-999 обозначают приводы, а позиции 1000-1099 обозначают систему энергоснабжения.

Фиг. 3 - упрощенная блок-схема, аналогичная фиг. 1 и фиг. 2, иллюстрирующая еще один вариант системы привода и энергоснабжения установки LNG. На фиг. 3 применяется нумерация, аналогичная нумерации на фиг. 1 и 2, за исключением того, что на фиг. 3 позиции 1100-1199 обозначают приводы, а позиции 1200-1299 обозначают систему энергоснабжения.

Как использовано в настоящем описании, термин процесс каскадного охлаждения с открытым циклом относится к процессу каскадного охлаждения, содержащему, по меньшей мере, один замкнутый цикл охлаждения и один открытый цикл охлаждения, при этом точка кипения хладагента/холодоносителя, применяемого в открытом цикле, ниже точки кипения хладагента или хладагентов, применяемых в замкнутом(ых) цикле(ах), и часть холодопроизводительности на конденсацию сжатого хладагента/холодоносителя открытого цикла обеспечивается по меньшей мере одним из замкнутых циклов. В соответствии с настоящим изобретением, в качестве хладагента/холодоносителя в открытом цикле используют поток метана или преимущественно метана. Этот поток содержит питающий поток очищенного природного газа и потоки сжатого газа открытое метанового цикла.

Расчет каскадного процесса охлаждения включает уравновешивание термодинамических КПД и капитальных затрат. В процессах теплопередачи, факторы термодинамической необратимости уменьшаются, так как перепады температур между нагревающей и охлаждающей жидкостью становятся меньше, однако, получение столь малых перепадов температур обычно требует значительного увеличения размера поверхности теплообмена, существенных изменений различного технологического оборудования и правильного подбора расходов потоков через данное оборудование, чтобы обеспечить совместимость как скоростей потоков, так и температур на впуске и выпуске с необходимым режимом нагрева/охлаждения.

Один из наиболее эффективных и экономичных способов сжижения природного газа осуществляется в оптимизированном каскадном процессе, сочетающемся с охлаждением расширением. Данный процесс сжижения заключается в том, что последовательно охлаждают поток природного газа при повышенном давлении, например, около 4,31 МПа (около 625 фунт/кв. дюйм абс.), последовательным охлаждением потока газа при пропускании через многоступенчатый пропановый цикл, многоступенчатый этановый или этиленовый цикл и открытый метановый цикл, в котором используют часть питающего газа в качестве источника метана, и который включает многоступенчатый цикл расширения для дополнительного охлаждения газа и снижения давления до давления, близкого к атмосферному. В последовательности циклов охлаждения, первым используют хладагент с наивысшей точкой кипения, после него - хладагент с промежуточной точкой кипения и, наконец, хладагент с самой низкой точкой кипения. Как использовано в настоящем описании, термин «пропановый охладитель» означает систему охлаждения, в которой применяется хладагент с такой же или сходной точкой кипения, как у пропана или пропилена. Термин «этиленовый охладитель» означает систему охлаждения, в которой применяется хладагент с такой же или сходной точкой кипения, как у этана или этилена. Термины «перед» и «позади» следует применять для описания относительного местоположения различных элементов установки сжижения природного газа вдоль пути потока природного газа через установку.

Различные этапы предочистки обеспечивают средства удаления таких нежелательных компонентов, как кислые газы, меркаптан, ртуть и влаги из питающего потока природного газа, подаваемого на установку. Состав данного газового потока может значительно изменяться. Как использовано в настоящем изобретении, поток природного газа представляет собой любой поток, в основном, состоящий из метана, который состоит большей частью из питающего потока природного газа, причем такой питающий поток содержит, например, по меньшей мере, 85 об.% метана, а в остальном этан, высшие углеводороды, азот, диоксид углерода и небольшие количества других примесей, например ртути, сероводорода и меркаптана. Этапы предочистки могут быть отдельными этапами, расположенными либо перед циклами охлаждения, либо позади одной из начальных ступеней охлаждения первичного цикла. Ниже приведен неисключающий перечень некоторых подходящих средств, которые легко доступны специалистам в данной области техники. Кислые газы и в меньшей степени меркаптан обычным порядком удаляются сорбционным методом с использованием водного аминового раствора. Данный этап предочистки обычно выполняют перед ступенями охлаждения в первичном цикле. Большую часть воды обычным порядком удаляют как жидкость двухфазной газожидкостной сепарацией после сжатия и охлаждения газа перед первичным циклом охлаждения, а также позади ступени охлаждения в первичном цикле охлаждения. Ртуть обычно удаляют с помощью слоев сорбента ртути. Остаточные количества воды и кислых газов обычно удаляют с помощью соответственно подобранных слоев сорбента, например регенерирующих молеку-

лярных сит.

Питающий поток предочищенного природного газа обычно подается в процесс сжижения при повышенном давлении или сжимается до повышенного давления, которым является давление выше 3,33 МПа (500 фунт/кв. дюйм абс.), предпочтительно от приблизительно 3,44 МПа до приблизительно 6,20 МПа (от приблизительно 500 фунт/кв. дюйм абс. до приблизительно 900 фунт/кв. дюйм абс.), предпочтительнее от приблизительно 3,44 МПа до приблизительно 4,65 МПа (от приблизительно 500 фунт/кв. дюйм абс. до приблизительно 675 фунт/кв. дюйм абс.), еще более предпочтительно от приблизительно 4,13 МПа до приблизительно 4,65 МПа (от приблизительно 600 фунт/кв. дюйм абс до приблизительно 675 фунт/кв. дюйм абс.) и в наиболее предпочтительном варианте около 4,30 МПа (около 625 фунт/кв. дюйм абс.). Поток обычно имеет температуру от близкой к окружающей до немного выше окружающей. Характерный температурный диапазон составляет 15,5-58,8°C (60°F-138°F).

Как ранее упомянуто, питающий поток природного газа охлаждают в ходе множества многоступенчатых (например, трех) циклов или этапов косвенным теплообменом с множеством хладагентов, предпочтительно, тремя. Общая эффективность охлаждения в данном цикле повышается с увеличением числа ступеней, но такое повышение эффективности сопровождается соответствующим ростом чистых капитальных затрат и усложнением процесса. Питающий газ предпочтительно пропускают через эффективное число ступеней охлаждения,名义ально через две, предпочтительно - две-четыре, а более предпочтительно через три ступени, в первом замкнутом цикле охлаждения, использующем сравнительно высококипящий хладагент. Данный хладагент содержит предпочтительно большей частью пропан, пропилен или их смеси, более предпочтительно по меньшей мере около 75 мол.% пропана, еще более предпочтительно по меньшей мере 90 мол.% пропана, а в самом предпочтительном варианте хладагент состоит по существу из пропана. Затем очищенный питающий газ протекает через эффективное число ступеней,名义ально через две, предпочтительно две-четыре, а более предпочтительно через две или три, во втором замкнутом цикле охлаждения в теплообменнике с хладагентом, имеющим более низкую точку кипения. Данный хладагент содержит предпочтительно большей частью этан, этилен или их смеси, более предпочтительно по меньшей мере около 75 мол.% этилена, еще более предпочтительно по меньшей мере 90 мол.% этилена, а в самом предпочтительном варианте хладагент состоит, по существу, из этилена. Каждая ступень охлаждения содержит отдельную зону охлаждения. Как ранее упомянуто, питающий поток очищенного природного газа объединяется по меньшей мере с одним рецикловым потоком (т.е. потоком сжатого газа открытого метанового цикла) в разных точках второго цикла с образованием, тем самым, потока сжижения природного газа. На последней ступени второго цикла охлаждения, поток сжижения природного газа большей частью, а предпочтительно полностью, конденсируется (т.е. сжижается) с образованием тем самым сжатого LNG-содержащего потока. Как правило, технологическое давление в данной точке лишь немного меньше, чем давление предочищенного питающего газа на входе первой ступени первого цикла.

В основном, питающий поток природного газа будет содержать компоненты  $C_2+$  в таком количестве, которое приводит к образованию жидкости с высоким содержанием фракции  $C_2+$  по меньшей мере на одной из ступеней охлаждения. Эту жидкость удаляют средствами газожидкостной сепарации, предпочтительно по меньшей мере в одном обычном газожидкостном сепараторе. Как правило, последовательное охлаждение природного газа на каждой ступени регулируют, чтобы удалить из газа как можно больше  $C_2$  и более высокомолекулярных углеводородов для получения газового потока с преобладанием метана и жидкостного потока, содержащего значительные количества этана и более тяжелых компонентов. Эффективное число средств газожидкостной сепарации расположены в стратегических местах позади зон охлаждения для удаления жидких потоков с высоким содержанием компонентов  $C_2+$ . Точные местоположения и число средств газожидкостной сепарации, предпочтительно, обычных газожидкостных сепараторов, будет определяться числом рабочих параметров, например, составом фракции  $C_2+$  питающего потока природного газа, заданной теплотворностью продуктowego LNG, значением компонентов  $C_2+$  для других применений и другими факторами, обычно учитываемыми специалистами в области эксплуатации установок LNG и газификации топлива. Поток или потоки углеводородов фракции  $C_2+$  можно деметанализировать пропусканием через колонну одноступенчатого испарения или фракционирования. В последнем случае результирующий поток с высоким содержанием метана можно непосредственно возвращать под давлением. В первом случае данный поток с высоким содержанием метана можно повторно сжимать и возвращать в повторный цикл или можно использовать как топливный газ. Поток или потоки углеводородов  $C_2+$  или деметанизированный поток углеводородов  $C_2+$  можно использовать как топливо или можно дополнительно перерабатывать, например, фракционированием по меньшей мере в одной зоне фракционирования для получения отдельных потоков с высоким содержанием конкретных химических составляющих (например,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  и  $C_5+$ ).

Затем сжатый LNG-содержащий поток дополнительно охлаждается в третьем цикле или на третьем этапе, именуемым открытым метановым циклом, посредством контакта в основном метановом эконо-майзере с дроссельными газами (т.е. потоками дроссельных газов), вырабатываемыми в третьем цикле нижеописанным методом, и посредством расширения сжатого LNG-содержащего потока до давления, близкого к атмосферному. Дроссельные газы, применяемые как хладагент в третьем цикле охлаждения,

предпочтительно состоят, в основном, из метана, причем, хладагент в предпочтительном варианте состоит, по меньшей мере, приблизительно на 75 мол.% из метана, еще более предпочтительно по меньшей мере на 90 мол.% из метана, а в наиболее предпочтительном варианте состоит, по существу, из метана. В ходе расширения сжатого LNG-содержащего потока до давления, близкого к атмосферному, сжатый LNG-содержащий поток охлаждается путем по меньшей мере одного, более предпочтительно двухчетырех, и наиболее предпочтительно трех расширений, причем, в качестве редукционного средства при каждом расширении применяются либо дроссельные вентили цикла Джоуля-Томпсона либо гидравлические детандеры. После расширения выполняется разделение газожидкостного продукта в сепараторе. Когда применяют гидравлический детандер в соответствующем режиме, то повышение КПД за счет утилизации энергии, более существенное снижение температуры потока и уменьшение выработки пара на этапе дросселирования часто более чем скомпенсируют повышение капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с детандером. В одном из вариантов осуществления, возможность дополнительного охлаждения сжатого LNG-содержащего потока перед дросселированием достигается первоначально дросселированием части данного потока по меньшей мере в одном гидравлическом детандере и затем пропусканием через средство косвенного теплообмена, в котором используется поток дросселированного газа для охлаждения остальной части сжатого LNG-содержащего потока перед дросселированием. Затем нагретый поток дроссельного газа возвращают в повторный цикл отводом в соответствующее место с учетом температуры и давления в открытом метановом цикле и повторно сжимают.

Когда сжатый LNG-содержащий поток, предпочтительно жидкий поток, поступающий в третий цикл находится под давлением предпочтительно 3,79-4,48 МПа (около 550-650 фунт/кв. дюйм абс.), характерные давления дросселирования для трехступенчатого процесса дросселирования составляют около 1,17-1,45, 0,31-0,516 и 0,069-0,275 МПа (около 170-210, 45-75 и 10-40 фунт/кв. дюйм абс.). Дросселирование сжатого LNG-содержащего потока, предпочтительно жидкого потока, до давления, близкого к атмосферному, дает продуктовый LNG с температурой около -151°C - -162°C (около -240°F - -260°F).

В каскадном процессе применяют по меньшей мере один хладагент для передачи теплоты от потока природного газа хладагенту и, в конечном счете, для передачи теплоты окружающей среде. По существу система охлаждения в целом действует как тепловой насос отводом тепла из потока природного газа по мере того, как поток постепенно охлаждается до все более низких температур.

В процессе сжижения может применяться один из нескольких видов охлаждения, к которым относятся, но без ограничения, (а) косвенный теплообмен, (б) испарение и (с) расширение или снижение давления. Косвенным теплообменом называется процесс, в котором хладагент охлаждает подлежащее охлаждению вещество без реального физического контакта между холодильным агентом и подлежащим охлаждению веществом. Конкретные примеры средств косвенного теплообмена включают теплообмен, проходящий в кожухотрубном теплообменнике, теплообменнике типа «труба в котле» и паяном алюминиевом ребристом пластинчатом теплообменнике. Физическое состояние хладагента и подлежащего охлаждению вещества может изменяться в зависимости от потребностей системы и типа выбранного теплообменника. Следовательно, кожухотрубный теплообменник обычно будут применять, когда холодильный агент находится в жидком состоянии, и подлежащее охлаждению вещество находится в жидком или газообразном состоянии, или когда одно из веществ претерпевает фазовый переход, а режим процесса не благоприятствует использованию теплообменника типа «труба в котле». Например, алюминий и алюминиевые сплавы являются предпочтительными материалами конструкции трубы, но данные материалы могут быть непригодны для использования при заданном режиме процесса. Ребристый пластинчатый теплообменник обычно будут применять, когда хладагент находится в газообразном состоянии, а подлежащее охлаждению вещество находится в жидком или газообразном состоянии. Наконец, теплообменник типа «труба в котле» обычно будут применять, когда подлежащее охлаждению вещество является жидкостью или газом, а хладагент претерпевает фазовый переход из жидкого состояния в газообразное состояние в ходе теплообмена.

Охлаждение испарением относится к охлаждению вещества испарением или превращением в пар части вещества в системе, поддерживаемой под постоянным давлением. Таким образом, в ходе превращения в пар, часть вещества, которая испаряется, поглощает тепло у части вещества, которая остается в жидком состоянии, и, следовательно, охлаждает жидкую часть.

Наконец, охлаждение расширением или снижением давления относится к охлаждению, которое происходит, когда давление газа, жидкости или двухфазной системы снижают пропусканием через редукционное средство. В одном из вариантов осуществления, такое расширительное средство представляет собой дроссельный вентиль цикла Джоуля-Томпсона. В другом варианте осуществления, средство расширения представляет собой либо гидравлический, либо газовый детандер. Поскольку детандеры получают энергию для работы из процесса расширения, то температуры технологических потоков при расширении могут быть ниже.

Схема потоков и аппарат, приведенные на фиг. 1, представляют предпочтительный вариант осуществления способа сжижения согласно изобретению. Специалистам в данной области техники будет понятно, что фиг. 1 является всего лишь схематическим представлением, и поэтому многие позиции оборудования, которые потребовались бы в промышленной установке для нормальной эксплуатации, для яс-

ности пропущены. К данным позициям могут относиться, например, устройства управления компрессорами, устройства измерения параметров потока и уровней и соответствующие контроллеры, устройства управления температуры и давления, насосы, электродвигатели, фильтры, дополнительные теплообменники, клапаны и т.д. Данные позиции должны обеспечиваться в соответствии со стандартной инженерно-технической практикой.

Для облегчения понимания фиг. 1, применяется следующая нумерация. Позиции с номерами 100-199 соответствуют поточным линиям или трубопроводам, которые содержат главным образом метан. Позиции с номерами 200-299 означают технологические камеры и аппаратуру, которые содержат и/или работают в газовом/жидкостном потоке, состоящем, в основном, из метана. Позиции с номерами 300-399 соответствуют поточным линиям или трубопроводам, которые содержат главным образом пропан. Позиции с номерами 400-499 означают технологические камеры и аппаратуру, которые содержат и/или работают в газовом/жидкостном потоке, состоящем, в основном, из пропана. Позиции с номерами 500-599 соответствуют поточным линиям или трубопроводам, которые содержат главным образом этилен. Позиции с номерами 600-699 означают технологические камеры и аппаратуру, которые содержат и/или работают в газовом/жидкостном потоке, состоящем, в основном, из этилена. Позиции с номерами 700-799 обозначают механические приводы.

Как видно из фиг. 1, питающий поток природного газа согласно вышеупомянутому описанию поступает в трубопровод 100 из трубопровода природного газа. Во входном компрессоре 202 природный газ сжимается и охлаждается воздухом так, что природный газ на выходе из компрессора 202 имеет давление, в основном, в интервале от приблизительно 3,44 МПа до приблизительно 5,51 МПа (от приблизительно 500 фунт/кв. дюйм абр. до приблизительно 800 фунт/кв. дюйм абр.) и температуру, в основном, в интервале от приблизительно 23,8°C до приблизительно 79,4°C (от около 75°F до приблизительно 175°F). Затем природный газ поступает в блок 204 удаления кислого газа по трубопроводу 102. В блоке 204 удаления кислого газа предпочтительно применяют аминный растворитель (например, дигликольамин) для удаления кислых газов, например, CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S. В предпочтительном варианте блок 204 удаления кислого газа предназначен для снижения уровня CO<sub>2</sub> ниже 50 об.ч./млн. и уровня H<sub>2</sub>S ниже 2 об.ч./млн. После очистки от кислых газов природный газ передается по трубопроводу 104 в дегидрационный блок 206, который предназначен для, по существу, полного обезвоживания природного газа. В дегидрационном блоке 206 предпочтительно применяют многослойную систему регенерируемых молекулярных сит для осушки природного газа. Затем осушенный природный газ может передаваться в систему 208 удаления ртути по трубопроводу 106. В системе 208 удаления ртути предпочтительно применяют камеру по меньшей мере с одним неподвижным слоем, содержащим наполненный серой активный уголь для очистки природного газа от ртути. Полученный в результате предочищенный природный газ вводится в систему сжижения по трубопроводу 108.

Газообразный пропан в составе первого цикла охлаждения сжимается в первом и втором многоступенчатых пропановых компрессорах 400, 402, вращаемых, соответственно, первым и вторым электроприводами 700, 702. Три ступени сжатия размещены предпочтительно в одном блоке (т.е. корпусе), хотя, возможно применение отдельных блоков, механически связанных для совместного вращения одним приводом. После сжатия, сжатый пропан из первого и второго пропановых компрессоров 400, 402 пропускается, соответственно, по трубопроводам 300, 302 в общий трубопровод 304. Затем сжатый пропан передается по общему трубопроводу 304 в охладитель 404. Давление и температура сжиженного пропана непосредственно позади охладителя 404 составляют предпочтительно около 37,7-54,4°C и 1,17-1,45 МПа (около 100-130°F и 170-210 фунт/кв. дюйм абр.). Несмотря на отсутствие на фиг. 1, в предпочтительном варианте целесообразно наличие разделительной камеры, расположенной позади охладителя 404 и перед дроссельным вентилем 406, для удаления остатков легких компонентов из сжиженного пропана. Такие камеры могут состоять из одноступенчатого газожидкостного сепаратора или могут быть сложнее и состоять из секции накопителя, секции конденсатора и секции абсорбера, причем две последние секции могут работать непрерывно или вводиться в эксплуатацию периодически для удаления остатков легких компонентов из пропана. Поток из этой камеры или, в зависимости от обстоятельств, поток из охладителя 404 проходит по трубопроводу 306 в редукционное средство, например дроссельный вентиль 406, за которым давление сжиженного пропана снижается вследствие частичного испарения или перехода в дроссельный пар. Затем образующийся в результате двухфазный поток проходит по трубопроводу 308 в пропановый охладитель 408 ступени высокого давления для косвенного теплообмена с газообразным метановым хладагентом, подводимым по трубопроводу 158, питающим природным газом, подводимым по трубопроводу 108, и газообразным этиленовым хладагентом, подводимым по трубопроводу 506, посредством средств 239, 210 и 606 косвенного теплообмена, с образованием тем самым потоков охлажденного газа, транспортируемых по трубопроводам, соответственно, 160, 110 и 312.

Дроссельный газообразный пропан из охладителя 408 возвращают на впуски ступеней высокого давления первого и второго пропановых компрессоров 400, 402 по трубопроводу 310. Оставшийся жидкий пропан пропускают по трубопроводу 312, давление дополнительно снижают пропусканием через редукционное средство, изображенное как дроссельный вентиль 410, где дросселируется еще часть сжиженного пропана. Затем полученный в результате двухфазный поток подают в пропановый охладитель

412 промежуточной ступени по трубопроводу 314, обеспечивая тем самым холдоноситель для охладителя 412.

Питающий поток охлажденного природного газа из пропанового охладителя 408 ступени высокого давления проходит по трубопроводу 110 в газосепараторную камеру 210, в которой разделяются газовая и жидккая фазы. Жидкая фаза с высоким содержанием компонентов  $C_3^+$  выводится по трубопроводу 112. Газообразная фаза выводится по трубопроводу 114 и транспортируется в пропановый охладитель 412 промежуточной ступени. Этиленовый хладагент вводится в охладитель 412 по трубопроводу 508. В охладителе 412 поток очищенного природного газа и поток этиленового хладагента охлаждаются при проходе, соответственно, через средства 214 и 608 косвенного теплообмена и обеспечивают охлажденный поток очищенного природного газа и поток этиленового хладагента через трубопроводы 116 и 510. При этом испарившаяся часть пропанового хладагента отделяется и подается по трубопроводу 316 на впуски промежуточных ступеней пропановых компрессоров 400, 402. Жидкий пропан пропускают по трубопроводу 318, давление дополнительно снижают пропусканием через редукционное средство, изображенное как дроссельный вентиль 414, где дросселируется еще часть сжиженного пропана. Затем полученный в результате двухфазный поток подается в пропановый охладитель/конденсатор 416 ступени низкого давления по трубопроводу 320, обеспечивая тем самым холдоноситель для охладителя 416.

Как показано на фиг. 1, охлажденный поток очищенного природного газа проходит из пропанового охладителя 412 промежуточной ступени в пропановый охладитель/конденсатор 416 ступени низкого давления по трубопроводу 116. В охладителе 416, поток охлаждается при проходе через средство 216 косвенного теплообмена. Аналогично, поток этиленового хладагента выходит из пропанового охладителя 412 промежуточной ступени по трубопроводу 510 в пропановый охладитель/конденсатор 416 ступени низкого давления. В последнем, этиленовый хладагент почти полностью конденсируется при проходе через средство 610 косвенного теплообмена. Пары пропана удаляются из пропанового охладителя/конденсатора 416 ступени низкого давления и возвращаются на впуски ступеней высокого давления первого и второго пропановых компрессоров 400, 402 по трубопроводу 322.

Хотя на фиг. 1 показано, что охлаждение потоков из трубопроводов 116 и 510 происходит в одной камере, охлаждение потока 116 и охлаждение и конденсация потока 510 могут, соответственно, осуществляться в отдельных технологических камерах (например, в, соответственно, отдельном охладителе и отдельном конденсаторе).

Как показано на фиг. 1, часть потока охлажденного сжатого газа открытого метанового цикла пропускается по трубопроводу 162, объединяется с питающим потоком очищенного природного газа, выходящим из пропанового охладителя/конденсатора 416 ступени низкого давления по трубопроводу 118, с образованием потока сжижения природного газа, и затем данный поток вводится в этиленовый охладитель 618 ступени высокого давления по трубопроводу 120. Этиленовый хладагент выходит из пропанового охладителя/конденсатора 416 ступени низкого давления по трубопроводу 512 и подается в разделительную камеру 612, из которой легкие компоненты выводятся по трубопроводу 513, а сконденсированный этилен удаляется по трубопроводу 514. Разделительная камера 612 аналогична камере, ранее рассмотренной применительно к удалению легких компонентов из сжиженного пропанового хладагента, и может представлять собой одноступенчатый газожидкостный сепаратор или может действовать по многоступенчатой схеме с обеспечением, в результате, повышенной селективности по легким компонентам, выводимым из системы. Этиленовый хладагент в данной точке процесса обычно находится при температуре в интервале от приблизительно -26°C до приблизительно -34,4°C (от приблизительно -15°F до приблизительно -30°F) и под давлением в интервале от приблизительно 1,8 до приблизительно 2,07 МПа (от приблизительно 270 фунт/кв. дюйм абр. до приблизительно 300 фунт/кв. дюйм абр.). Затем этиленовый хладагент по трубопроводу 514 проходит в основной этиленовый экономайзер 690, в котором охлаждается при проходе через средство 614 косвенного теплообмена, и из которого удаляется по трубопроводу 516, и проходит в редукционное средство, например дроссельный вентиль 616, за которым хладагент дросселируется до заданных температуры и давления и подается в этиленовый охладитель 618 ступени высокого давления по трубопроводу 518. Пар удаляется из данного охладителя по трубопроводу 520 и направляется в основной этиленовый экономайзер 690, в котором пар выполняет функцию холдоносителя через средство 619 косвенного теплообмена. Затем этиленовый пар удаляется из этиленового экономайзера 690 по трубопроводу 522 и подается на впуски ступеней высокого давления первого и второго этиленовых компрессоров 600, 602. Этиленовый хладагент, который не испарился в этиленовом охладителе 618 ступени высокого давления, выводится по трубопроводу 524 и возвращается в этиленовый экономайзер 690 для дополнительного охлаждения при проходе через средство 620 косвенного теплообмена, выводится из этиленового экономайзера 690 по трубопроводу 526 и дросселируется в редукционном средстве, изображенном как дроссельный вентиль 622, после которого полученный в результате двухфазный продукт вводится в этиленовый охладитель 624 ступени низкого давления по трубопроводу 528. Поток сжижения выводится из этиленового охладителя 618 ступени высокого давления по трубопроводу 122 и непосредственно подается в этиленовый охладитель 624 ступени низкого давления, в котором подвергается дополнительному охлаждению и частичной конденсации при проходе через средство 220 косвенного теплообмена. Затем полученный в результате двухфазный поток проходит по трубопроводу 124

в двухфазный сепаратор 222, из которого по трубопроводу 128 выходит поток насыщенного метаном пара и по трубопроводу 126 - жидкий поток с высоким содержанием компонентов C<sub>2+</sub>, который затем дросселируется или фракционируется в камере 224 с выдачей, в результате, потока тяжелых компонентов по трубопроводу 132 и второго насыщенного метаном потока, который передается по трубопроводу 164 и, после объединения со вторым потоком в трубопроводе 150, подается в метановые компрессоры 234, 236 ступеней высокого давления.

Поток из трубопровода 128 и поток охлажденного сжатого газа открытого метанового цикла, подаваемый в трубопровод 129, объединяются и подаются по трубопроводу 130 в этиленовый конденсатор 628 ступени низкого давления, в котором данный поток осуществляет теплообмен при проходе через средство 226 косвенного теплообмена с жидким потоком, который выходит из этиленового охладителя 624 ступени низкого давления и направляется в этиленовый конденсатор 628 ступени низкого давления по трубопроводу 532. В конденсаторе 628 объединенные потоки конденсируются, и из конденсатора 628 по трубопроводу 134 выдается сжатый LNG-содержащий поток. Пары, выходящие из этиленового охладителя 624 ступени низкого давления по трубопроводу 530 и из этиленового охладителя 624 ступени низкого давления по трубопроводу 534, объединяются и направляются по трубопроводу 536 в основной этиленовый экономайзер 690, в котором пары выполняют функцию холодоносителя при проходе через средство 630 косвенного теплообмена. Затем поток направляется по трубопроводу 538 из основного этиленового экономайзера 690 на впуски ступеней низкого давления этиленовых компрессоров 600, 602. Как отмечено на фиг. 1, компрессорные стоки от паров, подводимых через впуски ступеней высокого давления компрессоров 600, 602 выводятся, охлаждаются в охладителях 640, 642 промежуточных ступеней и возвращаются в этиленовые компрессоры 600, 602 для ввода с потоком ступеней высокого давления, присутствующим в трубопроводе 522. В предпочтительном варианте две ступени представляют собой один модуль, хотя каждая из них может быть отдельным модулем, причем модули механически соединены с общим приводом. Сжатый продуктовый этилен из этиленовых компрессоров 600, 602 направляется в общий трубопровод 504 по трубопроводам 500 и 502. Затем сжатый этилен передается по общему трубопроводу 504 в задний по ходу охладитель 604. Продукт на выходе охладителя 604 проходит по трубопроводу 506 и вводится в пропановый охладитель 408 ступени высокого давления.

Предпочтительно полностью жидкую сжатую LNG-содержащую поток в трубопроводе 134, как правило, имеет температуру в интервале от приблизительно -95°C до приблизительно -78,8°C (от приблизительно -140°F до приблизительно -110°F) и находится под давлением в интервале от приблизительно 600 фунт/кв. дюйм абрс. до приблизительно 630 фунт/кв. дюйм абрс. Данный поток проходит по трубопроводу 134 через основной метановый экономайзер 290, в котором поток дополнительно охлаждается средством 228 косвенного теплообмена, как описано ниже. Из основного метанового экономайзера 290 сжатый LNG-содержащий поток проходит по трубопроводу 136, и его давление снижается посредством редукционного средства, изображенного как дроссельный вентиль 229, который испаряет или дросселирует часть потока газа и формирует поток дроссельного газа. Затем дросселированный поток пропускают по трубопроводу 138 в метановый испарительный барабан 230 ступени высокого давления, в котором данный поток разделяется на поток дроссельного газа, выпускаемый по трубопроводу 140, и жидкофазный поток (т.е. сжатый LNG-содержащий поток), выпускаемый по трубопроводу 166. Затем поток дроссельного газа передается в основной метановый экономайзер 290 по трубопроводу 140, в котором этот поток выполняет функцию холодоносителя в средстве 232 косвенного теплообмена. Поток дроссельного газа (т.е. поток подогретого дроссельного газа) выходит из основного метанового экономайзера 290 по трубопроводу 150, в котором данный поток объединяется с потоком газа из трубопровода 164. Затем данные потоки подаются на впуски метановых компрессоров 234, 236 ступени высокого давления. Жидкая фаза из трубопровода 166 пропускается через дополнительный метановый экономайзер 244, в котором жидкость дополнительно охлаждается при проходе через средство 246 косвенного теплообмена нисходящим потоком дроссельного газа. Охлажденная жидкость выходит из дополнительного метанового экономайзера 244 по трубопроводу 168 и расширяется или дросселируется при проходе редукционного средства, изображенного как дроссельный вентиль 248, для дополнительного снижения давления и, одновременно, испарения дополнительной части этой жидкости. Затем поток дроссельного газа пропускается в метановый испарительный барабан 250 промежуточной ступени, в котором поток разделяется на поток дроссельного газа, проходящий по трубопроводу 172, и жидкофазный поток, проходящий по трубопроводу 170. Поток дроссельного газа проходит по трубопроводу 172 в дополнительный метановый экономайзер 244, в котором газ охлаждает жидкость, подводимую в экономайзер 244 по трубопроводу 166, через средство 252 косвенного теплообмена. Трубопровод 174 действует как проточный трубопровод между средством 252 косвенного теплообмена в дополнительном метановом экономайзере 244 и средством 254 косвенного теплообмена в основном метановом экономайзере 290. Поток нагретого дроссельного газа выходит из основного метанового экономайзера 290 по трубопроводу 176, который подсоединен к впускам метановых компрессоров 256, 258 промежуточной ступени. Давление жидкой фазы, выходящей из испарительного барабана 250 промежуточной ступени по трубопроводу 170, дополнительно снижается до приблизительно 172 кПа (около 25 фунт/кв. дюйм абрс.), при проходе через редукционное средство, изображенное как редукционный вентиль 260. Снова третья часть сжиженного газа испаряется или дрос-

селируется. Флюиды из редукционного вентиля 260 передаются в конечный, или относящийся к ступени низкого давления испарительный барабан 262. В испарительном барабане 262, паровая фаза выделяется в поток дроссельного газа и пропускается по трубопроводу 180 в дополнительный метановый экономайзер 244, в котором поток дроссельного газа выполняет функцию холдоносителя при проходе через средство 264 косвенного теплообмена, выходит из дополнительного метанового экономайзера 244 по трубопроводу 182, который соединен с основным метановым экономайзером 290, в котором поток дроссельного газа выполняет функцию холдоносителя при проходе через средство 266 косвенного теплообмена и, в конечном счете, выходит из основного метанового экономайзера 290 по трубопроводу 184, который подсоединен к впускам ступеней низкого давления метановых компрессоров 268, 270. Сжиженный продуктывый природный газ (т.е. поток LNG) из испарительного барабана 262, который находится под приблизительно атмосферным давлением, пропускается по трубопроводу 178 в складской блок. Поток низкотемпературных паров низкого давления от газифицирующегося LNG из складского блока предпочтительно рекуперируется объединением данного потока с дроссельными газами низкого давления, присутствующими в трубопроводах 180, 182 или 184; при этом, трубопровод выбирают на основании желательного как можно более точного согласования температур газовых потоков. В соответствии с обычной практикой, сжиженный природный газ (LNG) из складского блока можно транспортировать в заданное место (обычно океанскими танкерами для перевозки LNG). Затем LNG можно испарять на береговом терминале LNG для транспортировки в газообразном состоянии по обычным газопроводам природного газа.

Как показано на фиг. 1, метановые компрессоры 234, 236, 256, 258, 268, 270 предпочтительно выполнены в виде отдельных блоков, которые механически связаны друг с другом для вращения двумя приводами 704, 706. Сжатый газ из метановых компрессоров 268, 270 ступеней низкого давления проходит через охладители 280, 282 промежуточной ступени и объединяется с газом промежуточного давления в трубопроводе 176 до второй ступени сжатия. Сжатый газ из метановых компрессоров 256, 258 промежуточной ступени пропускается через охладители 284, 286 промежуточной ступени и объединяется с газом высокого давления, подаваемым по трубопроводу 150, перед третьей ступенью сжатия. Сжатый газ (т.е. поток сжатого газа открытого метанового цикла) выпускается из метановых компрессоров 234, 236 ступеней высокого давления по трубопроводам 152, 154 и объединяется в трубопроводе 156. Затем сжатый газообразный метан охлаждается в охладителе 238 и направляется в пропановый охладитель 408 ступени высокого давления по трубопроводу 158 в соответствии с вышеописанным описанием. Поток охлаждается в охладителе 408 при проходе средства 239 косвенного теплообмена и проходит в основной метановый экономайзер 290 по трубопроводу 160. Как используется в описании, под компрессором понимается также каждая ступень сжатия и любое оборудование, связанное с промежуточным охлаждением.

Как показано на фиг. 1, поток охлажденного сжатого газа открытого метанового цикла из охладителя 408, который поступает в основной метановый экономайзер 290, в целом охлаждается при прохождении через средство 240 косвенного охлаждения. Затем часть охлажденного потока выводится по трубопроводу 162 и объединяется с питающим потоком очищенного природного газа перед этиленовым охладителем 618 ступени высокого давления. Остальная часть охлажденного потока дополнительно охлаждается при проходе через средство 242 косвенного теплообмена в основном метановом экономайзере 290 и выдается из него по трубопроводу 129. Этот поток объединяется с потоком в трубопроводе 128 в месте перед этиленовым конденсатором 628, и затем большая часть потока сжижения сжижается в этиленовом конденсаторе 628 при прохождении через средство 226 косвенного теплообмена.

Как показано на фиг. 1, целесообразно, чтобы вращение первого пропанового компрессора 400 и первого этиленового компрессора 600 осуществлялось одним первым электродвигателем 700, а вращение второго пропанового компрессора 402 и второго этиленового компрессора 602 осуществлялось одним вторым электродвигателем 702. Первый и второй электродвигатели 700, 702 могут представлять собой любой подходящий серийный электродвигатель. Как показано на фиг. 1, оба пропановых компрессора 400, 402 и этиленовых компрессора 600, 602 подсоединены трубопроводами в соответствующие им пропановый и этиленовый циклы охлаждения параллельно, так что каждый компрессор обеспечивает полное повышение давление для приблизительно половины потока хладагента, применяемого в соответствующем цикле охлаждения. Такая параллельная компоновка нескольких пропановых и этиленовых компрессоров обеспечивает конструкцию типа «два агрегата в одном», которая существенно повышает коэффициент готовности установки LNG. Так, например, если потребуется остановить первый электродвигатель 700 на техническое обслуживание или ремонт, то не обязательно останавливать всю установку LNG, поскольку можно использовать второй электродвигатель 702, второй пропановый компрессор 402 и второй этиленовый компрессор 602 для поддерживания установки в действии.

Такой принцип «два агрегата в одном» дополнительно указан в использовании двух приводов 704, 706 для вращения метановых компрессоров 234, 236, 256, 258, 268, 270. Третий электродвигатель 704 используется для вращения первого метанового компрессора 234 ступени высокого давления, первого метанового компрессора 256 промежуточной ступени и первого метанового компрессора 268 ступени низкого давления, а четвертый электродвигатель 706 используется для вращения второго метанового

компрессора 236 ступени высокого давления, второго метанового компрессора 258 промежуточной ступени и второго метанового компрессора 270 ступени низкого давления. Третий и четвертый электродвигатели 704, 706 могут представлять собой любой подходящий серийный электродвигатель. На фиг. 1 можно видеть, что первые метановые компрессоры 234, 256, 268 подсоединены трубопроводами в открытый метановый цикл охлаждения последовательно друг с другом и параллельно вторым метановым компрессорам 236, 258, 270. Следовательно, первые метановые компрессоры 234, 256, 268 совместно обеспечивают полное повышение давление для приблизительно половины потока метанового хладагента в открытом метановом цикле охлаждения, при этом каждый из первых компрессоров 268, 256, 234 обеспечивает последовательную часть приращения полного повышения давления. Аналогично, вторые метановые компрессоры 236, 258, 270 совместно обеспечивают полное повышение давление для другой приблизительной половины потока метанового хладагента в открытом метановом цикле охлаждения, при этом каждый из вторых компрессоров 270, 258, 236 обеспечивает последовательную часть приращения полного повышения давления. Такая компоновка приводов и компрессоров метанового цикла согласуется с принципом конструкции типа «два агрегата в одном». Так, например, если потребуется остановить третий электродвигатель 704 на техническое обслуживание или ремонт, то не обязательно останавливать всю установку LNG, поскольку можно использовать четвертый электродвигатель 706 и вторые метановые компрессоры 236, 258, 270 для поддерживания установки в действии.

Можно применять различные способы для обеспечения пуска электродвигателей 700, 702, 704, 706. Преодоление сил инерции и гидродинамического сопротивления, связанных с начальным поворотом электродвигателей 700, 702, 704, 706 и относящегося к ним компрессора, может представлять проблему. Так, к электродвигателям 700, 702, 704, 706 можно подключить частотно-регулируемый привод для облегчения пуска. Другой способ облегчения пуска может заключаться в откачивании компрессоров для сведения к минимуму сил гидродинамического сопротивления, которые препятствуют повороту электродвигателей при старте. Кроме того, между электродвигателями и компрессорами можно установить гидромуфты или гидротрансформаторы, чтобы электродвигатели можно было запускать с небольшой или нулевой нагрузкой со стороны компрессоров, и в случае, когда следует ускорить электродвигатели, гидромуфты или гидротрансформаторы будут постепенно обеспечивать нагрузку к электродвигателям со стороны компрессоров. Если применяют гидротрансформатор, то целесообразно применить с гидротрансформатором механическое устройство блокировки, которое позволяет механически соединять электродвигатель и относящиеся к нему компрессоры друг с другом напрямую, как только потребуется ускорить электродвигатель и компрессоры.

На фиг. 2 изображен другой вариант осуществления системы сжижения природного газа. Хотя многие элементы системы сжижения природного газа, изображенной на фиг. 2 аналогичны тем, которые показаны на фиг. 1, в системе на фиг. 2 применяется другой вариант привода и системы энергопитания. Большинство элементов на фиг. 2 (т.е. элементы 100-699) идентичны элементам на фиг. 1 и пронумерованы идентичными позициями.

В системе сжижения природного газа, изображенной на фиг. 2, применена когенерационная установка 1000, которая предназначена для одновременной генерации энергии в форме тепловой энергии (т.е. пара) и электрической энергии за счет сжигания топлива, например природного газа. Первый пропановый компрессор 400 и первый этиленовый компрессор 600 приводятся во вращение первым электродвигателем 900, а второй пропановый компрессор 402 и второй этиленовый компрессор 602 приводятся во вращение вторым электродвигателем 902. Электродвигатели 900, 902 питаются по меньшей мере частью электроэнергии, вырабатываемой когенерационной установкой 1000 и подаваемой на электродвигатели 900, 902 через электропроводы 1002, 1003, 1005.

Первая паровая турбина 904 используется для вращения первого компрессора 234 ступени высокого давления, первого метанового компрессора 256 промежуточной ступени и первого метанового компрессора 268 ступени низкого давления, а вторая паровая турбина 906 используется для вращения первого пропанового компрессора 236 ступени высокого давления, второго метанового компрессора 258 промежуточной ступени и второго метанового компрессора 270 ступени низкого давления. Паровые турбины 904, 906 приводятся во вращение, по меньшей мере, частью пара, вырабатываемого когенерационной установкой 1000 и подаваемого на паровые турбины 904, 906 по паропроводам 1004, 1006, 1008.

Первый пусковой/вспомогательный электродвигатель 908 может быть связан с возможностью передачи приводного усилия с первым электродвигателем 900, а второй пусковой/вспомогательный электродвигатель 910 может быть связан с возможностью передачи приводного усилия со вторым электродвигателем 902.

Пусковые/вспомогательные электродвигатели 908, 910 могут работать в пусковом режиме, в котором пусковые/вспомогательные электродвигатели 908, 910 обеспечивают поворот электродвигателей 900, 902 большей мощности при пуске, либо пусковые/вспомогательные электродвигатели 908, 910 могут работать в режиме поддержки, в котором пусковые/вспомогательные электродвигатели 908, 910 помогают электродвигателям 900, 902 вращать компрессоры 400, 402, 600, 602 в нормальном режиме работы. Пусковые/вспомогательные электродвигатели 908, 910 питаются электроэнергией, вырабатываемой когенерационной установкой 1000 и подаваемой по электропроводам 1010, 1012, 1014.

На фиг. 3 система сжижения природного газа, аналогичная системе, изображенной на фиг. 1 и 2, показана с другим вариантом привода и системы энергопитания. Когенерационная установка 1200 применяется для питания электродвигателей 1100, 1102 электроэнергией, передаваемой по электропроводам 1202, 1203, 1205. Когенерационная установка 1200 предназначена также для приведения во вращение паровых турбин 1104, 1106 паром, передаваемым по паропроводам 1204, 1206, 1208, 1210.

Первая пусковая/вспомогательная паровая турбина 1108 связана с возможностью передачи приводного усилия с первым электродвигателем 1100, а вторая пусковая/вспомогательная паровая турбина 1110 связана с возможностью передачи приводного усилия со вторым электродвигателем 1102.

Пусковые/вспомогательные паровые турбины 1108, 1110 приводятся во вращение паром, вырабатываемым когенерационной установкой 1200 и подаваемым на пусковые/вспомогательные паровые турбины 1108, 1110 по трубопроводам 1204, 1212, 1214, 1216. Во время пуска, пусковые/вспомогательные паровые турбины 1108, 1110 могут обеспечивать поворот электродвигателей 1100, 1102. В нормальном режиме работы системы сжижения природного газа, пусковые/вспомогательные паровые турбины 1108, 1110 могут помогать электродвигателям 1100, 1102 при вращении компрессоров 400,402,600,602.

Вышеописанные предпочтительные варианты изобретения приведены исключительно с иллюстративной целью и не должны трактоваться как ограничивающие объем настоящего изобретения. Специалистам в данной области техники очевидны возможности внесения изменений в приведенные для примера варианты осуществления без выхода за пределы существа настоящего изобретения.

Настоящим изобретатели заявляют о своем намерении опираться на доктрину эквивалентов при обоснованном определении и оценке справедливого объема настоящего изобретения в отношении любого устройства, отклоняющегося незначительно, но выходящего за пределы буквального объема изобретения, установленного нижеследующей формулой изобретения.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ сжижения природного газа, включающий следующие этапы:

(а) приведение во вращение первого компрессора и второго компрессора первым электродвигателем,

(б) приведение во вращение третьего компрессора и четвертого компрессора вторым электродвигателем,

(с) сжатие первого хладагента первого цикла охлаждения в первом и третьем компрессорах и

(д) сжатие второго хладагента второго цикла охлаждения во втором и четвертом компрессорах, при этом

первый и третий компрессоры соединяют по текучей среде с первым циклом охлаждения параллельно,

второй и четвертый компрессоры соединяют по текучей среде со вторым циклом охлаждения параллельно.

2. Способ по п.1, при котором первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей.

3. Способ по п.2, при котором второй хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из этана, этилена и их смесей.

4. Способ по п.2, дополнительно включающий следующие этапы:

(е) приведение во вращение пятого компрессора третьим электродвигателем и

(ф) сжатие третьего хладагента третьего цикла охлаждения в пятом компрессоре, при этом, в частности,

второй хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из этана, этилена и их смесей, и

третий хладагент содержит большей частью метан, при этом способ предпочтительно включает следующие этапы:

(г) приведение во вращение шестого компрессора четвертым электродвигателем и

(h) сжатие третьего хладагента третьего цикла охлаждения в шестом компрессоре, причем, в частности,

пятый и шестой компрессоры подсоединенны трубопроводами в третий цикл охлаждения параллельно и первый хладагент содержит большей частью пропан, второй хладагент содержит большей частью этилен, третий хладагент содержит большей частью метан.

5. Способ по п.1, при котором

(i) испаряют сжиженный природный газ, полученный на этапах (а)-(д).

6. Способ сжижения природного газа, включающий следующие этапы:

(а) сжатие первого хладагента первого цикла охлаждения в первом компрессоре, приводимом во вращение первым электродвигателем, и

(б) сжатие второго хладагента второго цикла охлаждения во втором компрессоре, приводимом во вращение первой паровой турбиной,

(с) сжатие первого хладагента первого цикла охлаждения в третьем компрессоре, приводимом во вращение вторым электродвигателем,

(д) сжатие второго хладагента второго цикла охлаждения в четвертом компрессоре, приводимом во вращение второй паровой турбиной,

при этом первый и третий компрессоры соединяют по текучей среде с первым циклом охлаждения параллельно и

второй и четвертый компрессоры соединяют по текучей среде со вторым циклом охлаждения параллельно.

7. Способ по п.6, дополнительно включающий следующие этапы:

(е) вырабатывание пара и электроэнергии в когенерационной установке,

(ф) использование по меньшей мере части электроэнергии для приведения во вращение первого электродвигателя,

(г) использование по меньшей мере части пара для приведения во вращение первой паровой турбины,

(h) использование по меньшей мере части электроэнергии для приведения во вращение второго электродвигателя,

(i) использование по меньшей мере части пара для приведения во вращение второй паровой турбины.

8. Способ по п.6, при котором:

(1) испаряют сжиженный природный газ, полученный на этапах (а)-(д).

9. Способ по п.6, при котором первый хладагент содержит большей частью пропан, пропилен и их смеси, при этом, в частности, второй хладагент содержит большей частью метан.

10. Способ по п.6, при котором

первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей, при этом, в частности, второй хладагент содержит большей частью метана, при этом способ дополнительно включает следующие этапы:

(j) сжатие третьего хладагента третьего цикла охлаждения в пятом компрессоре, приводимом во вращение первым электродвигателем, и

(k) сжатие третьего хладагента третьего цикла охлаждения в шестом компрессоре, приводимом во вращение вторым электродвигателем, причем

пятый и шестой компрессоры подсоединяют трубопроводами в третьем цикле охлаждения параллельно, при этом предпочтительно

первый хладагент содержит большей частью пропан, второй хладагент содержит большей частью метана и третий хладагент содержит большей частью этилен.

11. Устройство сжижения природного газа охлаждением природного газа в ходе множества последовательных циклов охлаждения, использующих разные хладагенты, содержащее

первый цикл охлаждения, включающий первый компрессор для сжатия первого хладагента,

второй цикл охлаждения, включающий второй компрессор для сжатия второго хладагента,

третий цикл охлаждения, включающий третий компрессор для сжатия третьего хладагента,

первый электродвигатель для вращения первого компрессора,

второй электродвигатель для вращения второго компрессора и

третий электродвигатель для вращения третьего компрессора,

при этом первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей,

второй хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из этана, этилена и их смесей,

третий хладагент содержит большей частью метан,

второй цикл охлаждения содержит четвертый компрессор, связанный с возможностью передачи приводного усилия с первым электродвигателем и предназначенный для сжатия второго хладагента,

первый цикл охлаждения содержит пятый компрессор, связанный с возможностью передачи приводного усилия со вторым электродвигателем и предназначенный для сжатия первого хладагента,

при этом первый и пятый компрессоры выполнены с сообщением по текучей среде в первом цикле охлаждения параллельно и

второй и четвертый компрессоры выполнены с сообщением по текучей среде во втором цикле охлаждения параллельно.

12. Устройство по п.11, в котором первый цикл охлаждения расположен перед вторым циклом охлаждения и второй цикл охлаждения расположен перед третьим циклом охлаждения.

13. Устройство по п.11, в котором третий цикл охлаждения является открытым метановым циклом.

14. Устройство по п.11, в котором первый хладагент содержит большей частью пропан, второй хладагент содержит большей частью этилен и третий хладагент содержит большей частью метан или первый хладагент содержит большей частью пропан, а второй хладагент содержит большей частью этилен.

15. Устройство сжижения природного газа охлаждением природного газа в ходе множества последовательных циклов охлаждения, использующих разные хладагенты, содержащее

довательных циклов охлаждения, использующих разные хладагенты, содержащее

первый цикл охлаждения, включающий первый компрессор, вращаемый первым электродвигателем, и третий компрессор, вращаемый вторым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде с первым циклом охлаждения параллельно, для сжатия первого хладагента, и

второй цикл охлаждения, включающий второй компрессор, вращаемый первым электродвигателем, и четвертый компрессор, вращаемый вторым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде со вторым циклом охлаждения параллельно, для сжатия второго хладагента.

16. Устройство по п.15, дополнительно содержащее третий цикл охлаждения, включающий пятый компрессор, вращаемый третьим электродвигателем, и шестой компрессор, вращаемый четвертым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде с третьим циклом охлаждения параллельно, для сжатия третьего хладагента.

17. Устройство по п.16, в котором упомянутый первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей, второй хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из этана, этилена и их смесей, третий хладагент содержит большей частью метан.

18. Устройство по п.17, дополнительно содержащее пусковой/вспомогательный двигатель, связанный с возможностью передачи приводного усилия с первым, вторым или третьим электродвигателем,

при этом пусковой/вспомогательный двигатель предназначен для обеспечения запуска первого, второго или третьего электродвигателя при пуске первого, второго или третьего электродвигателя, когда пусковой/вспомогательный двигатель работает в пусковом режиме,

пусковой/вспомогательный двигатель предназначен помочь первому, второму или третьему электродвигателю приводить во вращение первый, второй и третий компрессор, когда пусковой/вспомогательный двигатель работает во вспомогательном режиме.

19. Устройство по п.17, дополнительно содержащее паровую турбину, связанную с возможностью передачи приводного усилия с первым, вторым или третьим электродвигателем и предназначенную для обеспечения пуска первого, второго или третьего электродвигателя.

20. Устройство по п.19, дополнительно содержащее когенерационную установку, предназначенную для выработки электроэнергии и пара,

при этом первый, второй и третий электродвигатели приводятся во вращение по меньшей мере частью электроэнергии, и паровая турбина приводится во вращение по меньшей мере частью пара.

21. Устройство сжижения природного газа охлаждением природного газа в ходе множества последовательных циклов охлаждения, использующих разные хладагенты, содержащее

первый цикл охлаждения, включающий первый компрессор, вращаемый первым электродвигателем, и третий компрессор, вращаемый вторым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде с первым циклом охлаждения параллельно, для сжатия первого хладагента, и

второй цикл охлаждения, включающий второй компрессор, вращаемый первой паровой турбиной, и четвертый компрессор, вращаемый второй паровой турбиной, причем каждый компрессор соединен по текучей среде со вторым циклом охлаждения параллельно, для сжатия второго хладагента.

22. Устройство по п.21, дополнительно содержащее

когенерационную установку для одновременной выработки электроэнергии и пара, причем первый электродвигатель приводится во вращение по меньшей мере частью электроэнергии,

первую паровую турбину, приводимую во вращение по меньшей мере частью пара.

23. Устройство по п.22, в котором первый электродвигатель связан с возможностью передачи приводного усилия с пусковой паровой турбиной, приводимой во вращение по меньшей мере частью пара.

24. Устройство по п.21, в котором упомянутый первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей, при этом предпочтительно второй хладагент содержит большей частью метан.

25. Устройство по п.24, дополнительно содержащее третий цикл охлаждения, включающий пятый компрессор, вращаемый третьим электродвигателем, и шестой компрессор, вращаемый четвертым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде с третьим циклом охлаждения параллельно, для сжатия третьего хладагента.

26. Устройство по п.21 или 22, дополнительно содержащее третий цикл охлаждения, включающий пятый компрессор для сжатия третьего хладагента, при этом упомянутый компрессор связан с возможностью передачи приводного усилия с первым электродвигателем и шестой компрессор для сжатия третьего хладагента, при этом упомянутый компрессор связан с возможностью передачи приводного усилия с вторым электродвигателем и при этом пятый и шестой компрессоры выполнены с сообщением по текучей среде в первом цикле охлаждения параллельно, при этом более предпочтительно первый хладагент содержит большей частью пропан, причем второй хладагент содержит большей частью метан и третий хладагент содержит большей частью этилен.

27. Устройство по п.21, в котором первый электродвигатель связан с возможностью передачи приводного усилия с пусковой паровой турбиной, первый хладагент содержит большей частью углеводород, выбранный из группы, состоящей из пропана, пропилена и их смесей, при этом предпочтительно второй

хладагент содержит большей частью метан.

28. Устройство по п.27, дополнительно содержащее третий цикл охлаждения, включающий пятый компрессор, вращаемый третьим электродвигателем, и шестой компрессор, вращаемый четвертым электродвигателем, причем каждый компрессор соединен по текучей среде с третьим циклом охлаждения параллельно, для сжатия третьего хладагента.

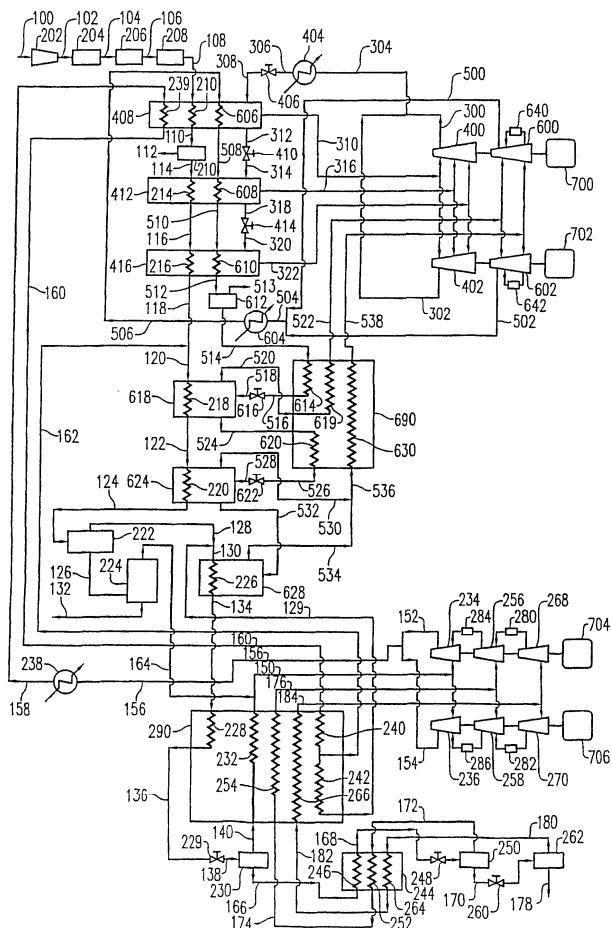
29. Устройство по п.27 или 28, дополнительно содержащее когенерационную установку для одновременной выработки электроэнергии и пара, причем первый электродвигатель приводится во вращение по меньшей мере частью электроэнергии, и

пер первую паровую турбину и пусковую паровую турбину, приводимые во вращение по меньшей мере частью пара.

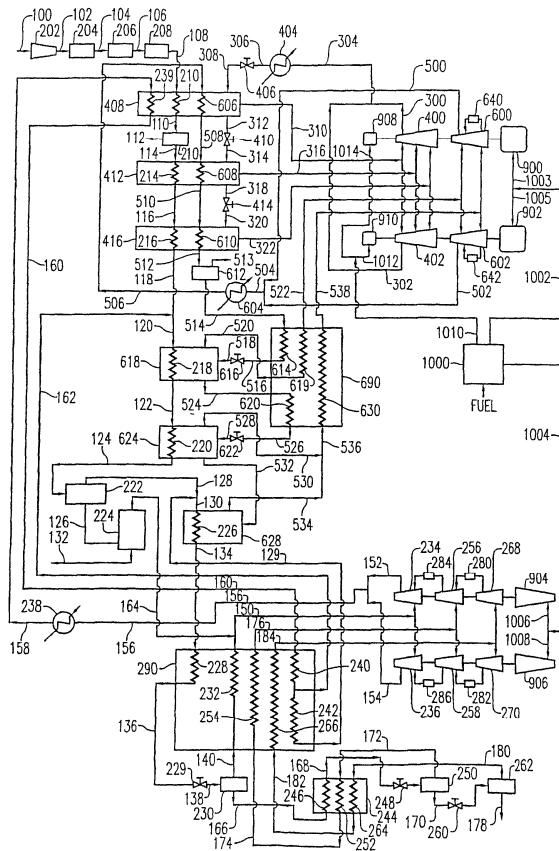
30. Устройство по п.21, дополнительно содержащее третий цикл охлаждения, включающий пятый компрессор для сжатия третьего хладагента, при этом упомянутый компрессор связан с возможностью передачи приводного усилия с первым электродвигателем и шестой компрессор для сжатия третьего хладагента, при этом упомянутый компрессор связан с возможностью передачи приводного усилия со вторым электродвигателем и при этом пятый и шестой компрессоры выполнены с сообщением по текучей среде в третьем цикле охлаждения параллельно, при этом более предпочтительно первый хладагент содержит большей частью пропан, причем второй хладагент содержит большей частью метан и третий хладагент содержит большей частью этилен.

31. Устройство по п.21 или 30, дополнительно содержащее когенерационную установку для одновременной выработки электроэнергии и пара, причем первый электродвигатель и второй электродвигатель приводятся во вращение по меньшей мере частью электроэнергии, и

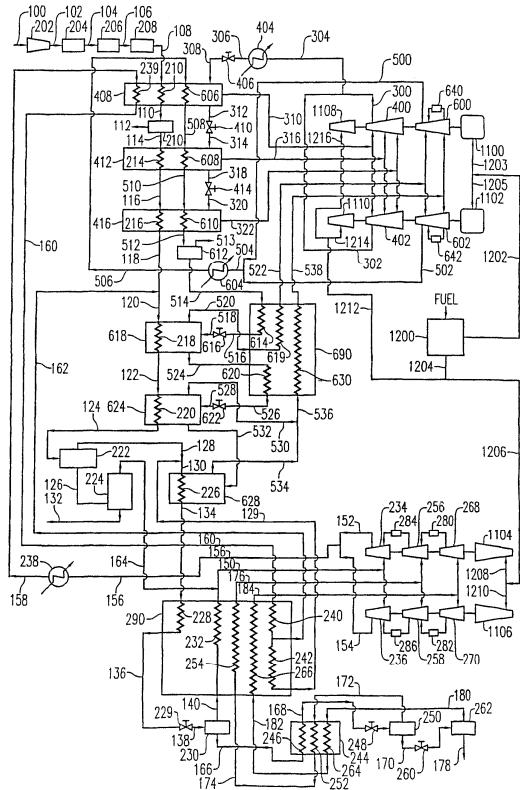
пер первую паровую турбину и вторую паровую турбину, приводимые во вращение по меньшей мере частью пара.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3