

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **033615**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2019.11.11

(21) Номер заявки
201790092

(22) Дата подачи заявки
2012.11.01

(51) Int. Cl. **F02C 3/34** (2006.01)
F02C 7/143 (2006.01)
F01K 25/10 (2006.01)
F01K 23/10 (2006.01)
F17C 9/04 (2006.01)

(54) КОМБИНИРОВАННЫЙ ЦИКЛ РЕГАЗИФИКАЦИИ ТОПЛИВА И ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

(31) 61/554,880; 61/555,096; 61/597,717

(32) 2011.11.02; 2011.11.03; 2012.02.11

(33) US

(43) 2017.05.31

(62) 201400520; 2012.11.01

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
8 РИВЕРЗ КЭПИТЛ, ЛЛК (US)

(56) DE-A1-4303174
WO-A2-2007148984
JP-A-2001041007
EP-A2-2390475
US-A1-2005223712
US-A-5802840
EP-A2-0277777
US-A-4995234

(72) Изобретатель:
**Аллам Родни Джон (GB), Фетведт
Джерми Эрон (US)**

(74) Представитель:
**Веселицкая И.А., Кузенкова Н.В.,
Веселицкий М.Б., Белоусов Ю.В.,
Каксис Р.А., Куликов А.В., Кузнецова
Е.В., Соколов Р.А., Кузнецова Т.В.
(RU)**

(57) В настоящем изобретении описана система производства энергии, скомплексированная с системой регазификации сжиженного природного газа (СПГ) и соответствующий способ. Более конкретно тепло потока, содержащего CO₂, из системы производства энергии может использоваться для нагрева СПГ для его регазификации с одновременным сжижением газообразного CO₂ из потока, содержащего CO₂. Сжиженный CO₂ может быть отобран и/или возвращен обратно в камеру сгорания системы производства энергии.

033615 B1

033615 B1

Область техники

Настоящее изобретение в целом относится к комплексированию системы производства энергии с системой регазификации сжиженного природного газа (СПГ). Более конкретно предлагаемая в изобретении комбинированная система использует теплообмен для охлаждения рециркуляционного потока в системе производства энергии и нагрева потока СПГ для его регазификации.

Уровень техники

Природный газ (преимущественно, метан) широко используется по причине простоты его хранения и/или транспортировки и регазифицируется для конечного пользователя, обычно в установке регазификации СПГ. Обычно при регазификации необходимо поднять давление природного газа до требуемого давления трубопровода, например примерно до 1000 psi (6,9 МПа). После создания требуемого давления природный газ обычно находится при криогенной температуре или близкой к ней, и поэтому его необходимо нагреть до температуры окружающей среды. Это обычно осуществляют с использованием нагревателя типа "водяная баня" с погружной горелкой, в которой может использоваться в качестве топлива часть природного газа, имеющего температуру окружающей среды. Часто примерно 1-2% СПГ в регазификационной установке необходимо сжигать для нагрева СПГ до температуры окружающей среды после его сжатия, и это существенно влияет на эффективность, стоимость, потребление ископаемого топлива и выбросы CO₂. Таким образом, существует потребность в системах и способах регазификации, в которых решены указанные проблемы.

В системах производства энергии, таких как газотурбинные системы с комбинированным циклом или системы, работающие в сверхкритических режимах на распыленном угле, обычно используется природный газ, уголь и другие углеродсодержащие топлива. Используются или предложены и другие системы производства энергии, использующие природный газ, уголь и другие углеродсодержащие топлива. Однако эффективность производства энергии является фактором, который ограничивает возможности внедрения новых технических средств производства энергии. Соответственно имеется потребность в улучшенных системах и способах, обеспечивающих повышение эффективности производства энергии.

Сущность изобретения

В настоящем изобретении предлагается комплексирование систем, которое может повышать КПД и снижать расходы в обеих системах. В частности, в изобретении предлагается комплексирование системы производства энергии с системой регазификации СПГ и соответствующий способ. В изобретении также предлагается интеграция процессов отгрузки и транспортировки CO₂ и СПГ.

Системы и способы производства энергии, использующие преимущественно CO₂ в замкнутом цикле горения, описаны в US 2011/0179799, полное содержание которого вводится здесь ссылкой, и различные варианты, компоненты или условия систем производства энергии и способов, раскрытые в указанном патенте, могут быть введены в системы производства энергии и способы по настоящему изобретению. В цикле сжигания топлива может использоваться турбина с высокой степенью сжатия, в которой происходит расширение продуктов горения, возникающих при сжигании топлива в кислороде в присутствии рабочей текучей среды на основе CO₂ (которую обычно рециркулируют, по меньшей мере часть, в замкнутой системе). В различных вариантах рециркуляция CO₂ может использоваться в производстве энергии при сжигании топлива, такого как природный газ, уголь или другие углеродсодержащие материалы. Горячие отходящие газы турбины используются для частичного предварительного нагрева потока рециркулируемой рабочей текучей среды на основе CO₂ в теплообменнике, использующем тепло отходящих газов. Поток рециркулируемой рабочей текучей среды на основе CO₂ может быть также нагрет с использованием вспомогательного источника тепла, такого как тепло, выделяющееся в процессе сжатия в установке для получения кислорода, которая используется для обеспечения кислорода, необходимого для сжигания топлива. Загрязняющие вещества, находящиеся в топливе и в продуктах горения (например, соединения серы, CO₂, H₂O, зола, Hg и т.п.), могут быть отделены для обезвреживания или захоронения, так что не будет никаких выбросов в атмосферу. В системе может формироваться поток рециркулируемого CO₂ высокого давления (то есть рециркуляция CO₂ как рабочей текучей среды) и поток товарного CO₂ высокого давления (то есть избыточный CO₂, который не возвращается обратно в камеру сгорания и который может быть выделен для использования, например, в усовершенствованных способах нефтедобычи или же он может транспортироваться для захоронения). Это может быть достигнуто путем сжатия потока охлажденных отходящих газов турбины, выходящего из теплообменника, использующего тепло отходящих газов, в многоступенчатой компрессионной системе.

В настоящем изобретении обеспечивается возможность комплексирования системы производства энергии с рециркулируемым CO₂, в которой в качестве топлива используется природный газ, уголь или другие углеродсодержащие материалы, с системой регазификации СПГ, так что тепло от одного или нескольких потоков CO₂ системы производства энергии может использоваться для нагрева сжатого природного газа с одновременным охлаждением одного или нескольких технологических потоков цикла получения энергии с использованием CO₂. В некоторых вариантах охлаждение сжатым потоком природного газа в системе регазификации СПГ может быть достаточным для исключения одного или нескольких компрессионных компонентов из контура рециркуляции CO₂ и сжижения газообразного рециркулируемого потока криогенным СПГ. Комплексирование системы производства энергии с системой регази-

фикации СПГ может повысить КПД процесса производства энергии с рециркуляцией CO_2 до величин, превышающих 60%.

В других вариантах комплексирование процесса нагрева СПГ со стадией сжатия CO_2 в системе производства энергии с замкнутым циклом может обеспечивать положительный эффект в форме снижения или исключения затрат топлива для нагрева СПГ в традиционном способе регазификации. Кроме того, сжижение потока отходящих газов турбины, содержащего высокую концентрацию CO_2 , который выходит из холодной стороны теплообменника, использующего тепло отходящих газов, после отделения жидкой воды из потока отходящих газов турбины, может осуществляться одновременно с нагревом первого потока СПГ до нужной температуры, например, превышающей примерно 32°C (0°F). После этого давление сжиженного CO_2 , имеющего высокую плотность, может быть повышено насосом до достаточно высокой величины, чтобы его можно было рециркулировать в камеру сгорания в качестве рабочей текучей среды на основе CO_2 , и при этом можно сэкономить значительное количество энергии по сравнению с обычным процессом сжатия газа. В других вариантах природный газ из теплообменника, используемого для сжижения CO_2 , может быть нагрет примерно до температуры окружающей среды, так что он может быть подан в трубопровод для природного газа. Например, это может быть осуществлено путем охлаждения потока охлаждающей воды до нужной температуры, например в диапазоне от примерно 0°C до примерно 10°C . Эта холодная вода может использоваться в системе с замкнутым циклом для охлаждения воздуха, давление которого повышают перед подачей в криогенную установку получения кислорода, для снижения потребления энергии компрессором. Кроме того, поток сжиженного CO_2 может быть охлажден до температуры, которая превышает температуру замерзания CO_2 (превышение до 10°C), и в этом случае может минимизироваться энергия, потребляемая насосом сжиженного CO_2 , и максимизироваться плотность сжиженного CO_2 . При этом часть нагретого природного газа, выходящего из теплообменника сжижения CO_2 , может быть рециркулирована и смешана с холодным СПГ высокого давления, выходящим из основных насосов СПГ, для получения текучей среды на основе природного газа с температурой, превышающей температуру замерзания CO_2 (превышение до 10°C). Эта смешанная текучая среда на основе природного газа может использоваться в качестве охлаждающего теплоносителя в теплообменнике сжижения CO_2 . В других вариантах может обеспечиваться параллельный нагреватель СПГ, работающий на природном газе, с требуемой рабочей температурой в качестве резервной системы со средствами управления, обеспечивающими мгновенное переключение с основной системы производства энергии на нагреватель СПГ в том случае, когда система производства энергии должна быть переведена на холостой режим работы. Аналогично может использоваться также по меньшей мере один дополнительный насос основного потока СПГ, обеспечивающий требуемое давление трубопровода, так что если насос СПГ, обеспечивающий работу системы производства энергии, переходит в холостой режим работы, может быть подключен второй насос для обеспечения необходимого потока СПГ. Кроме того, может использоваться второй насос СПГ, обеспечивающий требуемое высокое давление, а также обеспечивающий второй поток природного газа, используемого в качестве топлива в камере сгорания системы производства энергии. Этот поток может быть нагрет в теплообменнике сжижения CO_2 в контуре, проходящем параллельно первому контуру СПГ.

В некоторых вариантах настоящего изобретения предлагаются способы производства энергии. Например, способ производства энергии может включать сжигание углеродсодержащего топлива в камере сгорания в присутствии кислорода и CO_2 в форме потока рециркулируемого CO_2 с получением объединенного потока продуктов горения. Способ также может включать пропускание объединенного потока продуктов горения через турбину для производства энергии с формированием потока отходящих газов турбины, содержащий сверхкритический CO_2 ; пропускание потока отходящих газов турбины, содержащего сверхкритический CO_2 , через первый теплообменник для преобразования сверхкритического CO_2 в поток, содержащий газообразный CO_2 , и пропускание потока газообразного CO_2 через второй теплообменник для формирования потока сжиженного CO_2 . Стадия пропускания потока газообразного CO_2 через второй теплообменник может также включать пропускание потока СПГ через второй теплообменник для формирования потока газообразного природного газа. Способ может также повышать давления потока сжиженного CO_2 для формирования рециркулируемого потока, содержащего сверхкритический CO_2 , и подачу потока рециркулируемого CO_2 в камеру сгорания. При необходимости часть СПГ может использоваться в качестве топлива для камеры сгорания, и может обеспечиваться поток товарного природного газа, имеющего давление и температуру, подходящие для подачи в распределительный трубопровод природного газа.

В других вариантах способ производства энергии может включать следующие стадии: сжигают углеродсодержащее топливо в камере сгорания в присутствии кислорода и CO_2 в форме потока рециркулируемого CO_2 с получением объединенного потока продуктов горения; пропускание потока продуктов горения через турбину для производства энергии с формированием потока отходящих газов турбины, содержащего CO_2 ; пропускание потока отходящих газов турбины, содержащего CO_2 , через первый теплообменник для передачи тепла от потока отходящих газов турбины потоку рециркулируемого CO_2 с формированием охлажденного потока отходящих газов турбины; пропускание потока СПГ и CO_2 из охлажденного потока отходящих газов турбины через второй теплообменник для охлаждения и сжижения

CO₂ и нагрева с испарением СПГ с формированием потока сжиженного CO₂ и потока газообразного природного газа; повышение давления потока сжиженного CO₂ для формирования потока рециркулируемого CO₂; подачу потока рециркулируемого CO₂ в камеру сгорания. Первый теплообменник может быть указан как теплообменник для продуктов горения и второй теплообменник может быть указан как теплообменник, обеспечивающий сжижение CO₂

В качестве камеры сгорания может использоваться любое такое устройство, подходящее для сжигания топлива с заданной температурой и давлением. Рециркулируемый поток CO₂, подаваемый в камеру сгорания, может обеспечиваться с давлением примерно 150 бар (15 МПа) или выше, примерно 200 бар (20 МПа) или выше, примерно 250 бар (25 МПа) или выше или примерно 300 бар (30 МПа) или выше. В других вариантах давление может быть в диапазоне от примерно 150 бар (15 МПа) до примерно 400 бар (40 МПа), от примерно 200 бар (20 МПа) до примерно 380 бар (38 МПа) или от примерно 250 бар (25 МПа) до примерно 350 бар (35 МПа). Сжигание топлива в камере сгорания может осуществляться при температуре, например, примерно 500°C или выше, примерно 600°C или выше или примерно 700°C или выше. В других вариантах сжигание топлива может осуществляться при температуре, находящейся в диапазоне от примерно 500 до примерно 1600°C, от примерно 550 до примерно 1200°C или от примерно 600 до примерно 1000°C. В других вариантах могут использоваться и другие диапазоны температур, указанные в настоящем описании.

Способ производства энергии может характеризоваться перепадом давлений на турбине. В частности, отношение давления объединенного потока продуктов горения (на входе турбины) к давлению потока отходящих газов турбины, содержащего CO₂ (на выходе турбины), может быть меньше примерно 12, меньше примерно 10 или меньше примерно 8. В других вариантах отношение давлений может быть в диапазоне от примерно 4 до примерно 12, от примерно 5 до примерно 10 или от примерно 6 до примерно 10.

Теплообменник продуктов горения, через который непосредственно пропускается объединенный поток продуктов горения, может быть многоступенчатым теплообменником или группой из двух или трех (предпочтительно трех) последовательно соединенных теплообменников. В такой группе первый последовательно соединенный теплообменник, имеющий горячий конец и холодный конец, может передавать тепло в широком диапазоне высоких температур, например от температуры отходящих газов турбины до температур в диапазоне от примерно 150 до примерно 200°C. Второй последовательно соединенный теплообменник может передавать тепло в более узком диапазоне средних температур, например от температуры на выходе первого последовательно соединенного теплообменника до температуры в диапазоне от примерно 80 до примерно 140°C. Третий последовательно соединенный теплообменник может передавать тепло в диапазоне невысоких температур, например в диапазоне от примерно 20 до примерно 75°C. Такие диапазоны температур аналогичным образом могут быть применены к текучим средам, проходящим от холодного конца к горячему концу каждого теплообменника в группе. Достоинством такой последовательно соединенной группы теплообменников является возможность введения в заданной точке дополнительного нагрева потока рециркулируемого CO₂, проходящего от холодного конца последовательно соединенных теплообменников к горячему концу теплообменников. Например поток, выходящий из третьего последовательного теплообменника и поступающий во второй последовательно соединенный теплообменник, может быть разбит на две части, и первая часть может поступать во второй последовательно соединенный теплообменник, а вторая часть нагревается от внешнего источника, такого как тепло, выделяющееся в процессе сжатия в установке разделения воздуха. Затем более нагретая часть может быть соединена с потоком, выходящим из второго последовательно соединенного теплообменника, и подана в первый последовательно соединенный теплообменник. Это подведенное тепло может быть полезным для приведения температуры потока рециркулируемого CO₂ к заданной величине относительно температуры потока отходящих газов турбины. А именно, поток рециркулируемого CO₂ может быть нагрет так, что его температура будет выше температуры отходящих газов турбины на 50°C или менее, на 40°C или менее или 30°C или менее.

Способ производства энергии также может быть охарактеризован обработкой СПГ, которая осуществляется параллельно сжиганию топлива. Например, хранимый СПГ часто может иметь давление, не превышающее примерно 10 бар (1 МПа), не превышающее примерно 5 бар (0,5 МПа) или не превышающее 1 бар (0,1 МПа). Таким образом, может быть выгодно подавать СПГ во второй теплообменник под повышенным давлением. А именно, давление СПГ может быть повышено до примерно 30 бар (3 МПа) или выше, до примерно 40 бар (4 МПа) или выше, до примерно 50 бар (5 МПа) или выше или до примерно 60 бар (6 МПа) или выше. В других вариантах давление СПГ может быть повышено до величины, находящейся в диапазоне от примерно 50 бар (5 МПа) до примерно 90 бар (9 МПа), от примерно 55 бар (5,5 МПа) до примерно 85 бар (8,5 МПа) или от примерно 60 бар (6 МПа) до примерно 80 бар (8 МПа).

Кроме того, СПГ обычно может храниться при температуре, которая ниже точки замерзания CO₂ в условиях рабочих давлений, указанных в настоящем описании. Таким образом, может быть выгодно повысить температуру СПГ перед его пропуском через второй теплообменник, который отводит тепло от потока CO₂ для его сжижения. В некоторых вариантах это может быть достигнуто путем использования части нагретого газообразного природного газа, который выходит из второго теплообменника (теплообменник сжижения CO₂). А именно, может быть отобрана часть потока газообразного природного

газа, выходящего из второго теплообменника, и введена в поток СПГ, который подается во второй теплообменник, предпочтительно непосредственно перед подачей потока СПГ во второй теплообменник. Часть потока газообразного природного газа, вводимого в поток СПГ, может быть в таком количестве, которое достаточно для повышения температуры потока СПГ до величины, которая превышает температуру замерзания CO_2 . В предпочтительном варианте достаточно повысить температуру потока СПГ до величины, которая превышает температуру замерзания CO_2 примерно на 25°C или менее, примерно на 20°C или менее, примерно на 15°C или менее, примерно на 10°C или менее.

Теплообмен во втором теплообменнике также может быть охарактеризован температурой, до которой охлаждается поток CO_2 . А именно, CO_2 из охлажденного потока отходящих газов турбины может быть охлажден (это может быть названо переохлаждением) во втором теплообменнике до температуры, которая превышает температуру замерзания CO_2 примерно на 40°C или менее, примерно на 30°C или менее, примерно на 20°C или менее.

Давление потока сжиженного CO_2 может быть повышено до величины, которая подходит для его подачи в камеру сгорания в качестве потока рециркулируемого CO_2 . Для этого стадия повышения давления потока рециркулируемого CO_2 может включать пропускание этого потока через гидравлический насос. В некоторых вариантах турбина, производящая энергию, и гидравлический насос могут быть устроены таким образом, что турбина вырабатывает мощность на валу, которая может использоваться для привода гидравлического насоса. Поток сжиженного и сжатого CO_2 , выходящий из гидравлического насоса, может быть нагрет. В частности, нагрев может включать пропускание потока сжатого рециркулируемого CO_2 обратно через второй теплообменник. В некоторых вариантах поток рециркулируемого CO_2 может быть нагрет до температуры примерно -20°C или выше, примерно -10°C или выше, примерно 0°C или выше или примерно 10°C или выше.

Кроме первого и второго теплообменников может использоваться один или несколько дополнительных теплообменников для сохранения потенциала теплообмена одного или нескольких компонентов системы производства энергии. Этот потенциал теплообмена может быть применен к различным потокам в способах, раскрытых в настоящем описании.

В некоторых вариантах углеродсодержащее топливо, сжигаемое в камере сгорания, может содержать природный газ, полученный из СПГ. В других вариантах предлагаемых способов в дополнение или вместо природного газа могут использоваться другие углеродсодержащие топлива, включая уголь, биомассу и т.п. Для обеспечения подачи потока природного газа в камеру сгорания предлагаемые способы могут предусматривать пропускание СПГ через первый насос и второй насос для повышения его давления до вышеуказанных величин. СПГ, выходящий из второго насоса, может быть затем нагрет, например до температуры примерно 100°C или выше, примерно 150°C или выше, примерно 200°C или выше или примерно 250°C или выше. Такой нагрев может быть обеспечен пропусканием СПГ через второй теплообменник для формирования потока газообразного природного газа. При необходимости поток газообразного природного газа может быть дополнительно нагрет с использованием другого теплообменного устройства.

Например, для нагрева потока газообразного природного газа может использоваться тепло, выделяющееся в процессе сжатия в установке разделения воздуха, особенно в криогенной установке разделения воздуха. Такая установка разделения воздуха может быть интегрирована в систему производства энергии, так что кислород, получаемый в установке разделения воздуха, может быть непосредственно направлен в камеру сгорания системы производства энергии. Другие возможности использования тепла, выделяющегося в процессе сжатия в установке разделения воздуха, рассматриваются ниже.

В некоторых вариантах способ производства энергии может включать пропускание потока охлажденных отходящих газов турбины через третий теплообменник после его прохождения через первый теплообменник и перед пропусканием через второй теплообменник. Третий теплообменник может быть низкотемпературным теплообменником, и такое пропускание потока отходящих газов турбины через третий теплообменник может быть эффективным для промежуточного охлаждения этого потока. При прохождении потока отходящих газов турбины через первый теплообменник обеспечивается существенного охлаждения этого потока от температуры в диапазоне примерно от 600 до примерно 800°C (или другой температуры, близкой температуре продуктов горения, указанной в настоящем описании) до температуры в диапазоне примерно от 50 до примерно 20°C . Охлажденный таким образом поток отходящих газов турбины дополнительно охлаждается в третьем теплообменнике, например до температуры в диапазоне примерно от -10 до примерно 15°C , примерно от -5 до примерно 12°C или примерно от 0 до примерно 10°C . Такое промежуточное охлаждение может быть осуществлено перед пропусканием потока отходящих газов турбины через второй теплообменник, который обеспечивает переохлаждение и сжижение CO_2 в потоке отходящих газов турбины. В третьем теплообменнике поток отходящих газов турбины охлаждается частью потока газообразного природного газа, выходящего из второго теплообменника.

После прохождения через третий теплообменник и перед подачей во второй теплообменник поток охлажденных отходящих газов турбины может быть пропущен через отделитель жидкой воды и/или через осушитель с влагопоглотителем. После удаления воды из потока отходящих газов турбины может быть обеспечен очищенный поток CO_2 из охлажденного потока отходящих газов турбины в форме пото-

ка осушенного CO_2 . При необходимости (и в зависимости от используемого топлива) может использоваться один или несколько сепараторов и/или фильтров для дополнительного удаления загрязняющих веществ из потока отходящих газов турбины. Предпочтительно поток CO_2 из отходящих газов турбины может подаваться во второй теплообменник с содержанием CO_2 примерно 95% или выше, примерно 97% или выше или примерно 99% или выше. В некоторых вариантах поток осушенного CO_2 может быть осушен до точки росы, равной примерно -30°C или ниже, примерно -40°C или ниже, примерно -50°C или ниже или примерно -60°C или ниже.

В некоторых вариантах часть потока рециркулируемого CO_2 , направляемого в камеру сгорания, может быть нагрета с использованием тепла, выделяющегося в процессе сжатия в установке разделения воздуха. Тепло может передаваться потоку рециркулируемого CO_2 , в особенности в диапазоне температур от примерно 100 до примерно 400°C .

Поток рециркулируемого CO_2 , подаваемый в камеру сгорания, может быть разделен на первую часть и вторую часть. Первая часть потока рециркулируемого CO_2 , направляемого в камеру сгорания, может вводиться в нее непосредственно. Вторая часть потока рециркулируемого CO_2 , направляемого в камеру сгорания, может быть соединена с кислородом для формирования потока окислителя, который вводится в камеру сгорания, причем поток окислителя может обеспечиваться в различных соотношениях. Например, содержание кислорода в потоке окислителя может быть в диапазоне примерно от 20 до примерно 40% и CO_2 примерно от 60 до примерно 80% (в молярном выражении). В других вариантах содержание кислорода в потоке окислителя может быть в диапазоне примерно от 25 до примерно 35% и CO_2 примерно от 65 до примерно 75% (в молярном выражении).

Способы производства энергии по настоящему изобретению могут в особенности характеризоваться суммарным КПД производства энергии. Например, производство энергии может обеспечиваться с суммарным КПД по меньшей мере 60% для самой низкой теплотворной способности топлива. В других вариантах суммарный КПД может быть равен по меньшей мере 65%.

В других вариантах настоящего изобретения предлагаются различные системы производства энергии. В некоторых вариантах система производства энергии может содержать камеру сгорания для сжигания углеродсодержащего топлива в присутствии кислорода и потока рециркулируемого CO_2 с формированием объединенного потока продуктов горения; турбину для производства энергии, которая сообщается с камерой сгорания и приспособлена для поступления в нее объединенного потока продуктов горения и выпуска потока отходящих газов, содержащего CO_2 ; первый теплообменник, который сообщается с турбиной, производящей энергию, и с камерой сгорания и приспособлен для передачи тепла от потока отходящих газов турбины, содержащего CO_2 , потоку рециркулируемого CO_2 для обеспечения потока охлажденных отходящих газов турбины, содержащего CO_2 ; второй теплообменник, сообщающийся с первым теплообменником и приспособленный для сжижения CO_2 в потоке отходящих газов турбины; рециркуляционный компрессор для сжатия сжиженного CO_2 до давления, подходящего для его рециркуляции в камеру сгорания; и источник сжиженного природного газа, сообщающийся со вторым теплообменником. В других вариантах система может также содержать третий теплообменник, установленный между первым и вторым теплообменниками и сообщающийся с ними. Третий теплообменник может иметь впускное отверстие, сообщающееся с выпускным отверстием первого теплообменника, впускное отверстие, сообщающееся с выпускным отверстием второго теплообменника, и выпускное отверстие, сообщающееся с впускным отверстием второго теплообменника. Система по настоящему изобретению может содержать также одно или несколько устройств удаления воды, расположенных между выпускным отверстием третьего теплообменника и впускным отверстием второго теплообменника.

Система производства энергии по настоящему изобретению может иметь такую конфигурацию, в которой турбина, производящая энергию, обеспечивает мощность на валу для привода гидравлического насоса. Более конкретно, гидравлический насос может быть расположен между источником СПГ и вторым теплообменником и сообщаться с ними.

Система производства энергии по настоящему изобретению может также содержать установку разделения воздуха. Более конкретно установка разделения воздуха может представлять собой криогенную установку, содержащую основной компрессор адиабатического сжатия и вспомогательный компрессор. Основной компрессор адиабатического сжатия может иметь две ступени адиабатического сжатия.

В других вариантах система производства энергии по настоящему изобретению может содержать камеру сгорания, в которой углеродсодержащее или углеводородное топливо сжигается с кислородом и смешивается с нагретым рециркуляционным потоком, содержащим CO_2 , в результате чего формируется объединенный поток, который расширяется в турбине, производящей энергию, причем поток отходящих газов турбины нагревает рециркуляционный поток в теплообменнике, использующем тепло отходящих газов, и давление охлажденных отходящих газов турбины, выходящих из этого теплообменника, повышается компрессором до величины, необходимой для рециркуляционного потока. Основными особенностями такой системы, которые могут использоваться по отдельности или в разных сочетаниях, являются следующие особенности.

Рециркуляционный компрессор может быть гидравлическим насосом.

Поток отходящих газов турбины, выходящий из теплообменника, использующего тепло отходящих

газов, может быть сжижен в теплообменнике перед его подачей в рециркуляционный гидравлический насос.

Тепло, отбираемое у потока отходящих газов турбины в теплообменнике, может быть передано потоку СПГ, который может быть нагрет до температуры, которая определяется необходимостью охлаждения CO_2 до температуры сжижения.

Поток СПГ может быть отобран с выхода насоса СПГ высокого давления, которое соответствует давлению нагретого природного газа, необходимому для подачи в транспортный трубопровод.

Часть нагретого природного газа, выходящего из горячего конца теплообменника сжижения CO_2 , может быть рециркулирована и смешана с потоком сжатого СПГ на выходе насоса СПГ для формирования потока природного газа, температура которого превышает температуру замерзания CO_2 на 10°C или менее и который используется для сжижения потока CO_2 в теплообменнике сжижения CO_2 .

Поток сжиженного CO_2 может быть переохлажден до температуры, превышающей температуру замерзания CO_2 на 20°C или менее.

Поток сжатого рециркулируемого сжиженного CO_2 , выходящий из насоса сжиженного CO_2 , может быть нагрет в теплообменнике сжижения CO_2 до температуры, превышающей 0°C .

Топливный природный газ для камеры сгорания системы производства энергии может быть отобран с выхода насоса СПГ высокого давления, и его давление может быть повышено до давления, необходимого для сжигания этого газа.

Сжатый сжиженный топливный природный газ для камеры сгорания системы производства энергии может быть нагрет до температуры, превышающей 200°C , с использованием тепла, выделяющегося при охлаждении, ожигении и переохлаждении по меньшей мере части осушенных отходящих газов турбины системы производства энергии, а также тепла, выделяющегося в процессе сжатия по меньшей мере части воздуха, подаваемого в криогенную установку получения кислорода, которая обеспечивает кислород для камеры сгорания.

Поток охлажденных отходящих газов турбины, выходящий из холодного конца теплообменника, использующего тепло отходящих газов, может быть дополнительно охлажден до температуры в диапазоне от 0 до 10°C в теплообменнике с использованием части потока природного газа, выходящего из горячего конца теплообменника сжижения CO_2 .

Поток охлажденных отходящих газов турбины, имеющий температуру в диапазоне от 0 до 10°C , может быть осушен до точки росы ниже -50°C с помощью отделителя жидкой воды и осушителя с влагопоглотителем.

Система управления может обеспечивать быстрое переключение потока сжатого СПГ с подачи в комплексированную систему СПГ и производства энергии на автономно действующий нагреватель СПГ, причем колебание давления трубопроводного природного газа не будет превышать 2% .

Система управления может обеспечивать быстрое переключения потока сжатого СПГ, подаваемого в систему производства энергии, с одного подающего насоса на другой, если первый насос по неисправности прекращает подачу сжатого СПГ, причем колебание давления на входе турбины не будет превышать 5% .

Сжатый воздух, используемый в установке разделения воздуха, может передавать тепло, выделяющееся в процессе сжатия, части потока рециркулируемого CO_2 высокого давления из системы производства энергии в диапазоне температур от 100 до 400°C .

Сжатый воздух, используемый в установке разделения воздуха, может передавать тепло, выделяющееся в процессе сжатия, потоку товарного кислорода, который нагревается до 300°C .

Сжатый воздух, используемый в установке разделения воздуха, может передавать тепло, выделяющееся в процессе сжатия, потоку топливного газа высокого давления, который нагревается до 300°C .

Охлаждающая текучая среда с замкнутым циклом может использоваться еще в одном теплообменнике для охлаждения по меньшей мере части воздуха, подаваемого в установку разделения воздуха, и по меньшей мере часть тепла, передаваемого для охлаждения текучей среды, может использоваться для нагрева по меньшей мере части потока рециркулируемого CO_2 высокого давления, выходящего из теплового конца теплообменника сжижения CO_2 .

Охлаждающая текучая среда с замкнутым циклом может использоваться еще в одном теплообменнике для охлаждения по меньшей мере части воздуха, подаваемого в установку разделения воздуха, и по меньшей мере часть тепла, передаваемого для охлаждения текучей среды, используется для нагрева по меньшей мере части топливного газа высокого давления для системы производства энергии.

Достоинство систем и способов по настоящему изобретению заключается также в том, что превосходная эффективность может быть достигнута одновременно с улавливанием CO_2 . Таким образом, раскрытые системы и способы обеспечивают производство энергии одновременно с улавливанием и захоронением CO_2 . В то время как в традиционных системах производства энергии улавливание и захоронение CO_2 оказалось большой проблемой, решение которой требует дополнительных затрат, в предложенных системах, использующих замкнутый цикл, может быть достигнут высокий КПД, и экономически эффективно решается указанная проблема.

В других вариантах осуществления изобретения обеспечивается повышение эффективности полу-

чения и транспортировки СПГ, особенно за счет комплексирования системы подготовки к транспортировке CO_2 с системой подготовки к транспортировке СПГ. Комплексирование процессов подготовки к транспортировке CO_2 и СПГ может обеспечивать общее повышение эффективности транспортировки, эффективности производства СПГ, снижения затрат энергии на транспортировку и снижения выбросов CO_2 . В частности, оборудование, используемое для подготовки к транспортировке и к самой транспортировке СПГ от места производства природного газа к месту его потребления, также может использоваться для подготовки к транспортировке и к самой транспортировке CO_2 от места его производства к месту его потребления. В то время как емкости для СПГ часто транспортируются пустыми обратно к месту добычи природного газа для их заполнения, CO_2 , получаемый в системах по настоящему изобретению, может быть загружен в емкости СПГ и отправлен к месту добычи природного газа, где CO_2 может использоваться в различных процессах, таких как усовершенствованные способы добычи нефти или природного газа, или же он может быть просто захоронен. Таким образом, в дополнение к выигрышу в эффективности в предлагаемой комплексированной системе производства энергии и регазификации СПГ, возможность транспортировки CO_2 от места потребления природного газа и производства CO_2 к месту добычи природного газа и потребления CO_2 дополнительно повышает эффективность и экономичность, как это понятно специалистам в данной области техники, и делает систему коммерчески привлекательной.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 - вид части системы производства энергии, скомплексированной с частью системы регазификации СПГ в соответствии с частными вариантами осуществления изобретения, на которых иллюстрируется теплопередача, при которой поток CO_2 сжижается, а поток СПГ переходит в газообразное состояние для формирования потока природного газа.

На фиг. 2 - структурная схема, иллюстрирующая известную систему и соответствующий способ регазификации СПГ для получения газообразного природного газа, пригодного для подачи в трубопровод.

На фиг. 3 - структурная схема, иллюстрирующая систему и способ в соответствии с частными вариантами осуществления настоящего изобретения, в которых система производства энергии скомплексирована с системой регазификации СПГ.

Описание ссылочных номеров:

- 1 - камера сгорания;
- 2 - силовая турбина;
- 3 - электрический генератор турбины;
- 4 - выходная электрическая мощность;
- 5 - насос сжиженного CO_2 ;
- 6 - поток продуктов горения;
- 7 - поток нагретой первой части CO_2 ;
- 9 - поток нагретой второй части CO_2 ;
- 10 - поток окислителя;
- 11 - поток товарного кислорода;
- 12 - боковой поток перегретого рециклируемого CO_2 высокого давления;
- 13 - боковой поток рециклируемого CO_2 высокого давления;
- 14 - первая часть рециклируемого CO_2 высокого давления;
- 15 - поток отходящих газов турбины;
- 16 - предварительно охлажденный поток отходящих газов турбины;
- 17 - низкотемпературный теплообменник;
- 18 - отделитель жидкой воды;
- 19 - поток сконденсировавшейся воды;
- 20 - поток выделенного газообразного CO_2 ;
- 21 - теплообменник сжижения CO_2 ;
- 22 - поток рециклируемого переохлажденного CO_2 ;
- 23 - поток рециклируемого переохлажденного сжатого CO_2 ;
- 24 - нагреватель "водяная баня";
- 25 - насос СПГ;
- 26 - выходной поток СПГ;
- 27 - поток топливного газа горелки водяной бани;
- 28 - вытяжная труба горелки водяной бани;
- 29 - первый клапан управления;
- 30 - полный поток товарного трубопроводного природного газа;
- 31 - поток природного газа, нагретого в водяной бане;
- 32 - поток сжатого СПГ;
- 33 - резервуар СПГ;
- 34 - электродвигатель;
- 35 - вспомогательный теплообменник природного газа;
- 36 - вспомогательная нагретая теплообменная среда, циркулирующая в замкнутом контуре;

- 37 - вспомогательная охлажденная теплообменная среда;
- 38 - часть полного потока природного газа;
- 39 - часть природного газа для нагрева СПГ;
- 40 - нагнетатель;
- 41 - топливная часть СПГ;
- 43 - поток сжатого товарного СПГ;
- 44 - поток предварительно нагретого товарного СПГ;
- 45 - поток сжатого природного газа для нагрева СПГ;
- 46 - теплообменник, использующий тепло отходящих газов;
- 47 - установка разделения воздуха;
- 48 - насос топливного СПГ;
- 49 - второй клапан управления;
- 50 - поток СПГ, выходящий из резервуара;
- 51 - поток дополнительно охлажденных отходящих газов турбины;
- 52 - клапан управления рециркулируемым CO₂;
- 53 - вторая часть рециркулируемого CO₂ высокого давления;
- 54 - осушитель с термически регенерируемым влагопоглотителем;
- 55 - поток осушенного газообразного CO₂;
- 56 - поток охлаждающего природного газа;
- 57 - полный поток природного газа;
- 62 - поток топливного природного газа высокого давления;
- 63 - поток нагретого природного газа высокого давления;
- 64 - поток нагретой теплообменной среды, циркулирующей в замкнутом контуре;
- 65 - поток охлажденной теплообменной среды;
- 66 - вспомогательный теплообменник CO₂;
- 67 - поток перегретого рециркулируемого CO₂ высокого давления;
- 68 - поток рециркулируемого CO₂ высокого давления;
- 70 - поток топливного СПГ высокого давления;
- 71 - частичный поток товарного природного газа;
- 77 - поток товарного CO₂;
- 100 - резервуар;
- 101 - насос;
- 102 - испаритель "водяная баня";
- 103 - фильтр;
- 104 - нагнетатель горелки;
- 105 - нагнетатель испаряющегося газа;
- 106 - компрессор испаряющегося газа;
- 107 - линия атмосферного воздуха;
- 109 - линия подачи воздуха;
- 110 - линия подачи испаряющегося газа из резервуара СПГ;
- 111 - линия подачи испаряющегося газа в компрессор;
- 112 - поток испаряющегося газа;
- 113 - топливная линия горелки, работающей на природном газе;
- 114 - поток сжатого испарившегося природного газа;
- 115 - поток товарного природного газа;
- 116 - полный поток трубопроводного природного газа;
- 117 - поток сжатого топливного газа;
- 119 - линия подачи СПГ;
- 120 - горелка;
- 121 - вентиляционная линия
- 210a - подача СПГ;
- 210b - подача нагретого СПГ;
- 221 - теплообменник;
- 239 - вспомогательный поток природного газа;
- 240 - нагнетатель;
- 257 - поток природного газа;
- 258 - поток товарного природного газа.

Осуществление изобретения

Настоящее изобретение будет описано ниже более полно на примерах различных вариантов его осуществления. Эти варианты выбраны для более подробного и всестороннего описания изобретения, позволяющего полностью представить его объем для специалистов в данной области техники. Действительно, изобретение может быть осуществлено во многих различных формах, и нижеприведенные вари-

анты его осуществления не должны рассматриваться как ограничения его объема, тем более что эти варианты представлены так, чтобы настоящее изобретение соответствовало всем действующим нормативным требованиям. Формы единственного числа, использованные в описании и в прилагаемой формуле изобретения, не исключают множественного числа, если только в явной форме не указано иное.

Как уже указывалось, в публикации US 2011/0179799 раскрываются системы и способы производства энергии, в которых используется рециркулируемый CO_2 . В некоторых вариантах в камеру сгорания может подаваться циркулирующая текучая среда на основе CO_2 , которая подходит для условий высокой температуры и высокого давления, вместе с углеродсодержащим топливом (природный газ, уголь, синтез-газ, биомасса и т.п.) и с окислителем, таким как воздух или O_2 . Такие системы и способы могут включать камеру сгорания, которая работает при высокой температуре (например, по меньшей мере примерно 500°C , по меньшей мере примерно 750°C , по меньшей мере примерно 1000°C или по меньшей мере примерно 1200°C), и циркулирующая текучая среда может снижать температуру потока текучей среды, выходящего из камеры сгорания, так что этот поток может использоваться для передачи энергии в системе производства энергии. Характер реакции при высоких температурах и давлениях и с высокими концентрациями рециркулируемого CO_2 может обеспечивать очень высокую эффективность процесса и высокие скорости реакции. Поток продуктов горения может расширяться по меньшей мере в одной турбине для производства энергии. Затем поток расширившихся газов может быть охлажден для удаления из него побочных продуктов сгорания и/или примесей, и тепло, отбираемое от потока расширившихся газов, может использоваться для нагрева циркулирующей текучей среды на основе CO_2 , которую возвращают обратно (рециркулируют) в камеру сгорания.

В охлажденном состоянии поток продуктов горения, выходящий из камеры сгорания, может быть обработан для удаления воды и других загрязняющих компонентов, в результате чего может быть получен поток, по существу, чистого CO_2 для подачи обратно в камеру сгорания вместе с другими материалами для осуществления процесса горения. Поток очищенного CO_2 обычно находится в газообразном состоянии, и его предпочтительно подвергают действию необходимых условий, чтобы CO_2 находился в сверхкритическом состоянии. Например, после расширения потока продуктов горения, проходящих через турбину для получения энергии, их охлаждают и очищают, чтобы они содержали, по существу, чистый CO_2 (например, по меньшей мере 95 мас.%, по меньшей мере 97% или по меньшей мере 99 мас.%), и давление получаемого рециркулируемого потока CO_2 может быть повышено, так чтобы оно составляло примерно 80 бар (8 МПа). Может использоваться и вторая стадия повышения давления для обеспечения давления в камере сгорания, равного примерно 200 бар (20 МПа), примерно 250 бар (25 МПа) или примерно 300 бар (30 МПа). Между стадиями повышения давления поток CO_2 может быть охлажден для повышения плотности среды, чтобы снизить затраты энергии, необходимые для повышения давления потока. После последнего повышения давления рециркулируемый поток CO_2 может быть подогрет и подан в камеру сгорания. Хотя вышеописанная система производства энергии и соответствующий способ обеспечивать повышение эффективности по сравнению с традиционными системами производства энергии (с одновременным улавливанием выделяющегося CO_2), однако обработка потока рециркулируемого CO_2 все-таки требует использования значительного количества энергии для обеспечения необходимого повышения давления. Однако затраты энергии на повышение давления могут быть существенно снижены путем комплексования с процессом регазификации СПГ. Используя охлаждение, которое может обеспечиваться системой регазификации СПГ, можно сжижать CO_2 при пониженном давлении (например, примерно 30 бар) и после этого повышать давление потока. Таким образом, в системах и способах по настоящему изобретению может использоваться охлаждение, присущее СПГ, для снижения затрат энергии, необходимой для повышения давления в рециркулируемом CO_2 , а также для снижения затрат энергии, необходимой для регазификации СПГ.

В различных вариантах осуществления настоящего изобретения система производства энергии может иметь структуру, показанную на фиг. 1. Как показано на фиг. 1, в качестве источника тепла для системы регазификации СПГ и в качестве источника холода для потока рециркулируемого CO_2 в системе производства энергии используется теплообменник 221 (показан затуманенным прямоугольником), в результате чего может быть снижена или вообще исключена необходимость в начальном повышении давления. Подаваемый поток 210а СПГ, показанный на фиг. 1, имеет типичную температуру, например примерно -247°F (-155°C), и давление, повышенное до примерно 69 бар (6,9 МПа). Подаваемый СПГ (возможно, вместе с другим компонентом, как это будет указано ниже) пропускают через теплообменник 221, и получаемый поток 257 природного газа выходит из него при температуре примерно 15°F ($-9,4^\circ\text{C}$), причем давление существенно не изменяется. Поток природного газа может быть разделен на основной поток 258 и вспомогательный поток 239. Основной поток природного газа может быть введен в трубопровод, или транспортируется иным образом, или используется в качестве источника топлива. Вспомогательный поток природного газа может быть подан на вход теплообменника в поток 210а подаваемого СПГ для обеспечения его дополнительного нагрева (если это необходимо). Нагретый поток 210b СПГ может быть затем введен в теплообменник. Для транспортировки вспомогательного потока природного газа может использоваться нагнетатель 240.

Поток 255 охлажденных и очищенных отходящих газов турбины может иметь температуру, напри-

мер, примерно 63°F (17,2°C) и давление примерно 30 бар (3 МПа). Поток охлажденных и очищенных отходящих газов может быть пропущен через теплообменник 221, и выходящий переохлажденный поток 222 рециркулируемого CO₂ при температуре примерно -65°F (-53°C) и давлении примерно 30 бар (3 МПа) может быть пропущен через насос 205. Поток 223 рециркулируемого CO₂ высокого давления на выходе насоса 205 может иметь температуру примерно -45°F (-42°C) и давление примерно 305 бар (30,5 МПа).

При необходимости поток рециркулируемого CO₂ высокого давления может быть снова пропущен через теплообменник 221 (или через отдельный теплообменник) для повышения температуры потока, например примерно до 40°F (5°C). Затем этот поток нагретого рециркулируемого CO₂ может быть пропущен через систему производства энергии, как это раскрывается в настоящем описании, с рециркуляцией в камеру сгорания.

В других вариантах один или несколько элементов традиционной системы регазификации СПГ могут быть скомплексированы с системой производства энергии, как это раскрывается в настоящем описании. Пример типичной системы, используемой для превращения СПГ (например, хранящегося в резервуаре при давлении, превышающем атмосферное на 0,05-0,1 бар) в природный газ, который можно перекачивать по трубопроводу (например, с температурой, близкой к температуре окружающей среды, и давлением до примерно 70 бар (7 МПа)), представлен на фиг. 2.

Обычно в традиционных системах регазификации СПГ используется многоступенчатый центробежный насос для повышения давления СПГ, после чего СПГ испаряется в теплообменнике типа "водяная баня", в котором используется горелка, работающая на природном газе. В примере, показанном на фиг. 2, СПГ хранится в резервуаре 100. СПГ вытекает из нижней части резервуара по линии 119 подачи СПГ, и его давление повышается насосом 101 до примерно 70 бар (7 МПа). Сжатый СПГ подается по линии 118 в испаритель 102 с водяной баней, температура которого в диапазоне от примерно 50°C до примерно 90°C поддерживается с помощью горелки 120, в которую поступает поток 117 сжатого топливного газа, представляющего собой смесь воздуха, подаваемого по линии 109, и природного газа, подаваемого по линии 113. Горелка 120 снабжена выпускной трубой, которая погружена на глубину примерно 2 метра ниже поверхности воды в водяной бане, так что продукты горения должны подниматься вверх, перемешивая и нагревая воду. Такое устройство обеспечивает конденсацию большого количества воды, образующейся при сгорании природного газа, в результате чего повышается эффективность работы нагревательной системы. Охлажденные газообразные продукты горения выходят в атмосферу через вентиляционную линию 121. Топливный газ отбирается из резервуара СПГ по линии 110 в форме потока 112 испарившегося природного газа, давление которого повышают до давления, необходимого для горелки, в электрическом нагнетателе 105. Воздух, подаваемый для горения из атмосферы по линии 107, очищается при прохождении через фильтр 103, и его давление повышают до давления горелки в электрическом нагнетателе 104 горелки. Остальная часть 110 потока испарившегося природного газа проходит по линии 111 в компрессор 106, который повышает давление газа до примерно 69 бар (6,9 МПа), и этот газ повышенного давления подается по линии 114 для смешивания с парами 115 природного газа, выходящими из испарителя 102, в результате чего формируется суммарный поток 116 природного газа, имеющий давление примерно 69 бар (6,9 МПа) и температуру примерно 15°C. Количество природного газа, потребляемого горелкой для превращения СПГ в трубопроводный газ, обычно составляет примерно 1,55% от суммарного потока 116 природного газа.

Система производства энергии, например система, указываемая в настоящем описании, которая раскрыта в документе US 2011/0179799, особенно подходит для улучшения посредством комплексирования с системой регазификации СПГ. В такой комбинированной системе производства энергии в качестве рабочей текучей среды может использоваться CO₂ в цикле Брайтона с теплообменником, использующим тепло отходящих газов, установленным между потоком рециркулируемого CO₂ высокого давления и потоком отходящих газов низкого давления, выходящих из турбины. В такой системе горение углеродсодержащего топлива может осуществляться при давлении от примерно 150 бар (15 МПа) до примерно 400 бар (40 МПа), и отношение давления в камере сгорания к давлению в потоке отходящих газов турбины может быть в диапазоне примерно от 5 до примерно 12 или примерно от 5 до примерно 10. Камера сгорания, в которой топливо сгорает в присутствии кислорода (предпочтительно, по существу, чистого кислорода), может охлаждаться интенсивным потоком рециркулируемой рабочей текучей среды высокого давления, и поток, поступающий в турбину, может содержать смесь продуктов горения и рециркулируемого CO₂ при температуре примерно от 400 до примерно 1800°C, примерно от 600 до примерно 1700°C или примерно от 800 до примерно 1600°C. Неожиданно оказалось, что такая система и соответствующий способ могут существенно повышать эффективность в результате передачи значительного количества тепла потоку рециркулируемого CO₂ высокого давления, особенно в диапазоне температур примерно от 100 до примерно 400°C. Это внешнее тепло может быть отобрано, например, у адиабатически сжимаемого воздуха, подаваемого на станцию жидкого кислорода. Таким образом, в системе можно получать товарный CO₂ с давлением трубопровода, например примерно от 200 бар (20 МПа) до примерно 400 бар (40 МПа). В одном из вариантов использование природного газа в качестве топлива для получения потока продуктов горения, имеющих на входе турбины температуру примерно от 1100 до примерно 1200°C, может обеспечить эффективный КПД при пониженной теплотворности топлива в диапазоне примерно от

55 до примерно 60%.

Эффективный КПД можно повысить еще больше в соответствии с настоящим изобретением посредством комплексирования с системой регазификации СПГ. Следует иметь в виду, что комплексирование системы регазификации СПГ и трубопроводной транспортировки природного газа с системой производства энергии может использоваться для самых разных систем производства энергии, в особенности для систем, использующих цикл Брайтона с теплообменником, в котором используется тепло отходящих газов, с компрессором для повышения давления рециркулируемого потока рабочей текучей среды, которая затем подогревается в этом теплообменнике. В различных вариантах в качестве рабочей текучей среды может использоваться, например, газ, содержащий высокую концентрацию CO_2 или N_2 .

В цикле Брайтона, который используется в вышеописанной системе производства энергии, может требоваться сжатие молярного потока природного газа, используемого в качестве топлива, примерно в 30 раз для типичной установки с турбиной, входной поток которой имеет температуру примерно 1150°C и давление примерно 300 бар (30 МПа), и давление выходного потока равно примерно 30 бар (3 МПа). В этом случае температура на стороне всасывания компрессора после конденсации и отделения воды равна примерно 20°C . Мощность, необходимая для сжатия потока рециркулируемого CO_2 и потока товарного CO_2 до давления примерно 305 бар (30,5 МПа), составляет примерно 14,8% от общей выходной мощности турбины. Требования к мощности компрессора CO_2 могут быть снижены путем сжижения потока CO_2 при давлении примерно 29 бар (2,9 МПа) и охлаждения жидкого CO_2 до температуры, превышающей температуру замерзания примерно на 10°C или менее, поскольку в этом случае обеспечивается максимальная плотность потока CO_2 . После сжатия и сжижения давление потока сжиженного CO_2 может быть повышено до примерно 305 бар (30,5 МПа), и CO_2 высокого давления может быть снова нагрет до температуры окружающей среды. В этом случае мощность, необходимая для сжатия CO_2 , может быть снижена примерно до 5,3% от общей выходной мощности турбины. В таком варианте эффективный КПД цикла для самой низкой теплотворной способности топлива может быть повышен примерно от 58,8% до примерно 65,7%.

Охлаждение, необходимое для достижения такого повышенного КПД в системе производства энергии, может быть обеспечено любым источником, который может подходить для целей настоящего изобретения. В системе производства энергии, схема которой представлена на фиг. 2, необходимое охлаждение может обеспечиваться посредством теплопередачи при нагреве потока 118 СПГ высокого давления, выходящего из насоса 101.

В одном из вариантов поток CO_2 низкого давления, выходящий из системы производства энергии, может быть осушен, и после этого поток осушенного CO_2 может быть сжижен и переохлажден (например, в теплообменнике высокого давления, изготовленного из нержавеющей стали с использованием диффузионной сварки, таком как теплообменник фирмы Heatric) от потока СПГ, который при этом нагревается. При необходимости, чтобы не допустить замерзания CO_2 и закупоривания каналов теплообменника, часть потока 115 природного газа, выходящего из испарителя 102 с водяной баней при температуре примерно от -20 до примерно 0°C , может быть возвращена и смешана с холодным потоком 118 сжатого СПГ, имеющего температуру примерно -160°C , для получения потока природного газа, температура которого превышает температуру замерзания CO_2 примерно на 10°C или меньше. Поток природного газа, используемого в качестве топлива, поступает в камеру сгорания вышеописанной системы производства энергии предпочтительно при вышеуказанном давлении, например примерно 305 бар (30,5 МПа). При необходимости природный газ может быть получен из потока подаваемого СПГ, и поток природного газа, используемого в качестве топлива, может быть получен с использованием второго насоса СПГ с отбором потока из линии 118. Поток природного газа, используемого в качестве топлива, может быть сначала нагрет до температуры окружающей среды с использованием процессов охлаждения, сжижения и переохлаждения потока CO_2 . Затем поток природного газа, используемого в качестве топлива, может быть пропущен через второй теплообменник для охлаждения потока воды, циркулирующего в замкнутом контуре, который может использоваться в воздушном компрессоре установки для получения кислорода. Использование насоса криогенного СПГ вместо компрессора природного газа может повысить КПД дополнительно на 0,9% от полной выходной мощности турбины. Использование природного газа для сжижения и переохлаждения CO_2 может обеспечить максимальную температуру нагретого природного газа примерно -10°C благодаря скачку минимальной разности температур при температуре замерзания CO_2 , -56°C . Природный газ может быть нагрет до температуры примерно 15°C , которая может быть подходящей для его подачи в трубопровод, после использования его в качестве охлаждающей среды для потока отходящих газов турбины, выходящих из холодного конца теплообменника, использующего тепло отходящих газов, в системе производства энергии перед отделением сконденсировавшейся воды. В этом случае может быть снижено содержание остаточной воды в газообразной фазе, в результате чего уменьшаются размеры и стоимость осушителя, который может быть необходим для предотвращения образования наледей в теплообменнике сжижения CO_2 .

Комплексирование вышеописанной системы производства энергии с системой регазификации СПГ предпочтительно может включать все компоненты, необходимые для предотвращения перерывов в производстве энергии, а также потока природного газа в трубопровод. Например, может быть выгодно

включить в систему СПГ систему нагрева СПГ, аналогичную системе, указанной на фиг. 2, предпочтительно с температурой нагревателя 102 СПГ, близкой к рабочей температуре, для обеспечения быстрого переключения на работу с СПГ, нагреваемым в комбинированной системе производства энергии, если эта система начинает переключаться на работу в холостом режиме. В этом случае будут предотвращаться существенные флуктуации давления газа, подаваемого в трубопровод, и давление будет поддерживаться в заданных пределах. Кроме того, могут обеспечиваться соответствующие действия при каких-либо нарушениях потока сжатого СПГ (например, при выходе из строя насоса 101). Например, в случае выхода из строя насоса поток СПГ может быть сразу же переключен на параллельный насос СПГ, который может быть на передающей станции СПГ. В предпочтительных вариантах такое переключение может осуществляться в течение примерно 5-10 с для обеспечения непрерывности работы системы производства энергии.

Схема одного из вариантов системы производства энергии (в которой в качестве топлива используется сжатый природный газ), скомплексированной с системой регазификации СПГ и получения сжатого природного газа, представлена на фиг. 3. Описание схемы фиг. 3, иллюстрирующей систему и способ по одному из частных вариантов, и указание конкретных величин и диапазонов не должны рассматриваться как ограничения объема изобретения. Специалистам в данной области техники, ознакомившимся с раскрытием настоящего изобретения, будет понятно, что различные величины могут меняться в зависимости от конкретных условий работы системы производства энергии и системы регазификации СПГ. Предполагается, что все диапазоны изменения величин должны охватываться настоящим описанием, в котором приведены примеры для соблюдения всех требований к описаниям изобретений в заявках.

В состав системы производства энергии входит камера 1 сгорания, в которой сжигается топливный природный газ с кислородом в присутствии рабочей текучей среды на основе CO_2 , в результате чего возникает поток 6 продуктов горения с высоким содержанием CO_2 . В рассматриваемом примере поток продуктов горения имеет температуру примерно 1150°C и давление примерно 300 бар (30 МПа). Поток 6 продуктов горения поступает в силовую турбину 2, вращающую электрический генератор 3, производящий электричество, и, кроме того, некоторая часть мощности отбирается с вала турбины для привода насоса 5 сжиженного CO_2 . Поток 15 отходящих газов турбины, имеющий температуру примерно 788°C и давление примерно 30 бар (3 МПа), охлаждают в теплообменнике 46, использующем тепло отходящих газов, для обеспечения предварительно охлажденного потока 16 отходящих газов турбины с температурой примерно 25°C . Предварительно охлажденный поток 16 отработавших газов турбины дополнительно охлаждают в низкотемпературном теплообменнике 17, из которого выходит дополнительно охлажденный поток 51 отработавших газов турбины при температуре примерно 4°C . Для этого используется охлаждающий поток 56 природного газа, который является частью полного потока 57 природного газа, выходящего из теплообменника 21 сжижения CO_2 . Охлаждающий поток 56 природного газа нагревается в низкотемпературном теплообменнике 17 для обеспечения частичного потока 71 природного газа с температурой примерно 20°C , и этот поток соединяется с полным потоком 30 природного газа, предназначенным для подачи в трубопровод, который выходит из установки регазификации СПГ (например, при температуре примерно -10°C или выше). Дополнительно охлажденный поток 51 отработавших газов турбины подают в сепаратор 18 жидкой воды, из которого выходит поток 19 сконденсировавшейся воды, извлеченной из дополнительно охлажденного потока 51 отработавших газов турбины. Поток 20 выделенного CO_2 осушают до точки росы примерно -60°C в сушилке 54 с термически регенерируемым влагопоглотителем. Для этой цели могут использоваться также и другие системы удаления воды, например блоки адсорбции с использованием циклов давления. Поток 55 осушенного CO_2 охлаждают для сжижения, и сжиженный CO_2 переохлаждают до температуры примерно -50°C (например, -56°C или еще ниже) в теплообменнике 21 сжижения CO_2 (например, в теплообменнике фирмы Heatric, изготовленном из нержавеющей стали с использованием диффузионной сварки), который одновременно нагревает предварительно нагретый поток 44 товарного СПГ с давлением примерно 68,9 бар (6,89 МПа) до температуры примерно $-9,4^\circ\text{C}$ для формирования полного потока 57 природного газа. Из полного потока 57 природного газа выделяют часть 39 природного газа для нагрева СПГ, которую сжимают электрическим нагнетателем 40.

Сформированный таким образом поток 45 сжатого природного газа для нагрева СПГ смешивают с потоком 43 сжатого СПГ, который является основной частью сжатого товарного СПГ, для формирования предварительно нагретого потока 44 товарного СПГ, который подают в теплообменник 21 сжижения CO_2 при температуре, которая превышает температуру -56°C замерзания CO_2 (например, при температуре -55°C или выше). Такое сочетание осушенного CO_2 с нагретым СПГ может быть особенно выгодным для предотвращения замерзания CO_2 , которое может приводить к закупориванию или к повреждению теплообменника 21 сжижения CO_2 .

В рассматриваемом примере СПГ хранится в резервуаре 33 под давлением примерно 0,08 бар (0,8 МПа). Поток 50, выходящий из резервуара СПГ, перекачивается насосом 25 с приводным электродвигателем 34, повышающим давление СПГ до 70 бар (7 МПа). Выходной поток 26 СПГ может проходить через нагреватель 24 типа "водяная баня" для обеспечения потока 31 нагретого природного газа при температуре примерно 15°C . Водяная баня нагревается при сгорании в вытяжной трубе горелки потока

27 топливного газа в воздухе, причем газообразные продукты горения пропускаются через воду и выпускаются через трубу 28 водяной бани. Поток 32 сжатого СПГ может регулироваться в соответствии с заданными требованиями. Например, для задания направления потока СПГ могут использоваться первый управляющий клапан 29 и второй управляющий клапан 49. Эти средства управления в сочетании с другими насосами и нагревателями типа "водяная баня" в установке СПГ (не показаны) могут использоваться для поочередного изменения маршрута прохождения потока СПГ для обеспечения непрерывной подачи СПГ в систему производства энергии, если насос 25 СПГ переводится в холостой режим работы, и непрерывного нагрева всего сжатого СПГ для доведения его до состояния, в котором его можно передавать по трубопроводу, если система производства энергии переходит в холостой режим работы. Такие дублирующие средства, обеспечивающие безопасность работы, будут рассмотрены ниже.

В рассматриваемом примере природный газ, используемый в качестве топлива в камере 1 сгорания системы производства энергии, может быть отобран из потока сжатого СПГ в качестве топливной части 41 СПГ, и давление этой части может быть повышено до примерно 306 бар (30,6 МПа) насосом 48 СПГ (например, многопоршневым насосом с электрическим приводом). Поток 70 топливного СПГ высокого давления нагревают до примерно -10°C в теплообменнике 21 сжижения CO_2 , из которого он выходит в форме потока 62 топливного природного газа высокого давления. Такой нагрев осуществляется с охлаждением, сжижением и переохлаждением CO_2 . Затем поток 62 топливного природного газа высокого давления нагревают в установке 47 разделения воздуха до температуры примерно 230°C сжатым адиабатическим воздухом с использованием теплоносителя, циркулирующего в замкнутом контуре, и при такой схеме предотвращается просачивание огнеопасного газа в установку разделения воздуха. Затем выходной поток 11 нагретого природного газа высокого давления подается в камеру 1 сгорания. Криогенная установка разделения воздуха может содержать основной компрессор первой ступени адиабатического сжатия, создающий на выходе давление примерно 4 бар (0,4 МПа), и вспомогательный компрессор, в котором примерно одна треть сжатого воздуха первой ступени сжимается на двух ступенях адиабатического сжатия до давления примерно 100 бар (10 МПа). Тепло, выделяющееся при адиабатическом сжатии, прежде всего передается потоку 13 рециркулируемого CO_2 высокого давления, отбираемому из рециркулируемого потока CO_2 высокого давления, нагреваемого в теплообменнике 46, использующем тепло отходящих газов. Этот поток 13 рециркулируемого CO_2 высокого давления может иметь на входе установки 47 температуру примерно 110°C и возвращается в форме потока 12 перегретого рециркулируемого CO_2 высокого давления при температуре примерно 149°C . Тепло, выделяющееся на двух адиабатических стадиях сжатия, во вторую очередь используется для нагрева потока 62 топливного природного газа высокого давления до температуры примерно 230°C для формирования нагретого потока 63 топливного природного газа высокого давления. Тепло, выделяющееся при сжатии, в третью очередь используется для нагрева потока 11 товарного кислорода, имеющего давление примерно 305 бар (30,5 МПа) на выходе установки разделения воздуха, до температуры примерно 230°C .

Из холодного конца теплообменника 21 сжижения CO_2 выходит переохлажденный поток 22 рециркулируемого CO_2 . Давление этого потока повышается до примерно 306 бар (30,6 МПа) в насосе 5 сжиженного CO_2 , который может быть непосредственно соединен с помощью редуктора с электрическим генератором 3 турбины. В другом варианте к электрическому генератору 3 турбины может быть непосредственно подсоединен вспомогательный компрессор (не показан) криогенной установки разделения воздуха. В другом варианте к электрическому генератору турбины может быть непосредственно подсоединен основной воздушный компрессор установки разделения воздуха. Вообще говоря, желательно, чтобы турбина была непосредственно нагружена в соответствии с одним из вышеуказанных вариантов так, чтобы в случае отсоединения от электрической сети (например, в случае аварийного отключения генератора) была нагрузка, которая будет действовать в качестве тормоза, поскольку газ высокого давления, подаваемый в турбину, будет подаваться, пока давления в системе не выравняются.

Затем поток 23 сжатого переохлажденного рециркулируемого CO_2 , имеющий температуру примерно -43°C , нагревают в теплообменнике 21 сжижения CO_2 до температуры примерно $5,5^{\circ}\text{C}$. Поток 68 рециркулируемого CO_2 высокого давления нагревают до температуры примерно 25°C во вспомогательном теплообменнике 66 для формирования предварительно нагретого потока 67 рециркулируемого CO_2 высокого давления. Поток 64 нагретой теплообменной среды, циркулирующей в замкнутом контуре при температуре примерно 40°C , охлаждают до температуры примерно 10°C для получения потока 65 охлажденной теплообменной среды. Аналогично часть 38 полного потока природного газа, имеющего температуру примерно $-9,4^{\circ}\text{C}$, может быть пропущена через вспомогательный теплообменник 35 природного газа для нагрева вторым нагретым потоком 36 теплообменной среды, имеющим температуру примерно 40°C . Из теплообменника 35 выходит вспомогательный охлажденный поток 37 теплообменной среды, имеющей температуру примерно 10°C .

Предварительно нагретый поток 67 рециркулируемого CO_2 высокого давления, выходящий из вспомогательного нагревателя 66, разделяют на первую часть 14 рециркулируемого CO_2 высокого давления и вторую часть 53 рециркулируемого CO_2 высокого давления, и обе части пропускают через теплообменник 46, использующий тепло отходящих газов, из которого они выходят при температуре примерно 752°C . Отношение потока первой части 14 CO_2 к потоку второй части 53 CO_2 регулируется клапаном

52 регулирования части рециркулируемого CO_2 на холодном конце теплообменника 46, использующего тепло отходящих газов. Нагретый поток 7 первой части CO_2 в качестве рабочего тела подают в камеру сгорания. Нагретый поток 9 второй части CO_2 смешивают с потоком 63 товарного кислорода для получения потока 10 окислителя с молярным отношением 30% кислорода и 70% CO_2 , подаваемого в камеру сгорания 1, в результате чего адиабатическая температура пламени снижается до величины, не превышающей примерно 3000°C . Чистый CO_2 , получаемый из сгоревшего топлива, имеет форму потока 77 CO_2 , который можно перекачивать по трубопроводу под давлением примерно 305 бар (30,5 МПа) и с температурой примерно 25°C .

Рабочие характеристики для выходной электрической мощности 250 МВт вычислялись для вышеописанного варианта комбинированной системы, в которой в качестве топлива для камеры сгорания используется чистый метан, получаемый из СПГ. Были получены следующие величины:

Сжигание природного газа в системе NET Power	= 380,4 МВт
	= 34,269 mmscfd
	(млн. норм. куб. футов/сутки)
Нагрев природного газа в системе NET Power	= 1095,9 mmscfd
Экономия природного газа за счет использования нагревателя "водяная баня"	= 16,986 mmscfd

На основе вышеприведенных характеристик проводилось моделирование для вычисления КПД для системы, производящей 1000 МВт электрической мощности, скомплексированной с вышеописанной системой СПГ, обеспечивающей поток природного газа 1000 mmscfd, подаваемого в трубопровод под давлением 68 бар (6,8 МПа) при температуре 15°C . Вычисленный суммарный КПД составил 68,06%. Вычисленный суммарный КПД для нулевого потока СПГ в электростанцию мощностью 1000 МВт составил 58,87%. В другом варианте, который моделировался с использованием системы Aspen Plus, система по настоящему изобретению содержала камеру сгорания, в которой сжигался метан; турбину; первый теплообменник, состоящий из трех теплообменных блоков; водоотделитель; второй теплообменник, в котором CO_2 сжижался с нагревом СПГ для получения газообразного топлива, причем для предварительного нагрева СПГ использовался боковой поток; один насос для повышения давления потока рециркулируемого CO_2 , причем для дополнительного нагрева потока рециркулируемого CO_2 использовалось отходящее тепло установки разделения воздуха. На модели такого варианта был получен суммарный КПД комбинированной системы производства электроэнергии и регазификации СПГ, равный 65,7%. Во всех расчетах КПД принималось, что улавливался полностью весь избыточный CO_2 процесса сгорания топлива.

Предлагаемая в настоящем изобретении система имеет преимущество по сравнению с традиционными системами регазификации СПГ, в которых обычно сжигают примерно 1,4% обрабатываемого СПГ для обеспечения нагрева, например погружной горелкой, указанной в схеме фиг. 2, остающейся части, составляющей 98,6% обрабатываемого СПГ. Эта энергия тратится без всякого дополнительного положительного эффекта. Однако в соответствии с настоящим изобретением система производства электроэнергии мощностью 250 МВт может быть скомплексирована с установкой регазификации СПГ. В этом случае установка СПГ может подогревать примерно 10,8 млрд $\text{m}^3/\text{год}$ СПГ, и при этом сжигается примерно 3,1% СПГ для обеспечения необходимого тепла. Хотя общее количество поставляемого газа снижается до 96,9% от общего количества обрабатываемого СПГ, однако за счет интеграции увеличенное внутреннее потребление топлива способствует получению электричества в электростанции мощностью 250 МВт. Достоинством таких систем является возможность их соразмерного изменения в соответствии с необходимой мощностью в отношении обрабатываемого СПГ и/или получаемого электричества.

Специалисты в области техники, к которой относится настоящее изобретение, после ознакомления с существом изобретения, изложенным в вышеприведенном описании со ссылками на прилагаемые чертежи, могут предложить различные модификации рассмотренных в описании вариантов, а также другие варианты осуществления изобретения. Поэтому должно быть ясно, что объем изобретения не ограничивается рассмотренными частными вариантами и что их модификации, а также и другие варианты охватываются объемом прилагаемой формулы изобретения. Хотя в настоящем описании используются конкретные термины, они используются только в целях описания и никоим образом не ограничивают объем изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ производства энергии, в котором сжижают очищенный CO_2 в теплообменнике сжижения CO_2 посредством потока сжиженного природного газа (СПГ) с испарением по меньшей мере части СПГ и образованием сжиженного CO_2 ; повышают давление сжиженного CO_2 посредством насоса сжиженного CO_2 до давления 150 бар (15 МПа) или выше с образованием сжатого сжиженного CO_2 ; нагревают сжатый сжиженный CO_2 до первой температуры;

нагревают сжатый сжиженный CO_2 до второй, более высокой температуры с образованием сверхкритического CO_2 ;

подают сверхкритический CO_2 в камеру сгорания, где осуществляют сжигание углеродсодержащего топлива и кислорода с образованием сжатых отходящих газов;

расширяют сжатые отходящие газы в турбине для производства энергии с образованием отходящих газов турбины, содержащих CO_2 .

2. Способ по п.1, в котором сжигание углеродсодержащего топлива осуществляют при температуре 500°C или выше.

3. Способ по п.1, в котором отношение давления сжатых отходящих газов к давлению отходящих газов турбины, содержащих CO_2 , не превышает 12.

4. Способ по п.1, в котором СПГ подают в теплообменник сжижения CO_2 при давлении от 50 бар (5 МПа) до 90 бар (9 МПа).

5. Способ по п.1, в котором сжижение очищенного CO_2 включает охлаждение очищенного CO_2 в теплообменнике сжижения CO_2 до температуры, которая выше температуры замерзания CO_2 на 30°C или меньше.

6. Способ по п.1, в котором турбина создает мощность на валу, которая используется для привода насоса сжиженного CO_2 .

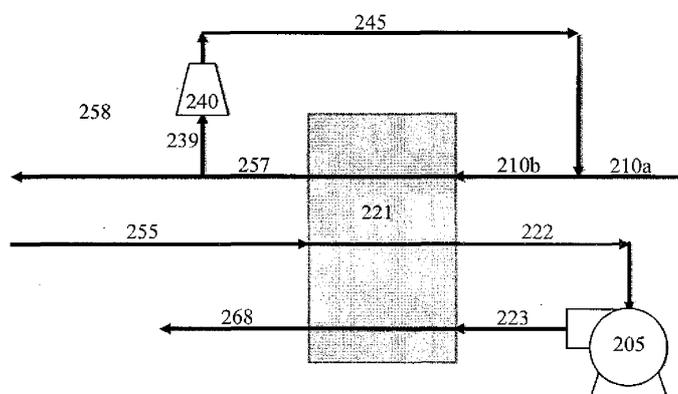
7. Способ по п.1, в котором первая температура составляет 0°C или выше.

8. Способ по п.1, в котором нагревают сжатый сжиженный CO_2 до первой температуры посредством пропуска обратно через теплообменник сжижения CO_2 .

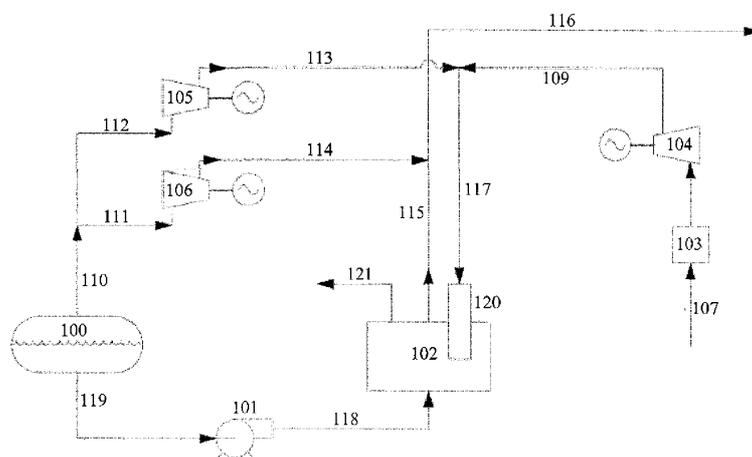
9. Способ по п.1, в котором отходящие газы турбины, содержащие CO_2 , охлаждают в теплообменнике отходящих газов посредством сжатого сжиженного CO_2 с образованием охлажденных отходящих газов турбины, содержащих CO_2 .

10. Способ по п.9, в котором охлажденные отходящие газы турбины, содержащие CO_2 , охлаждают в низкотемпературном теплообменнике, размещенном между теплообменником отходящих газов и теплообменником сжижения CO_2 .

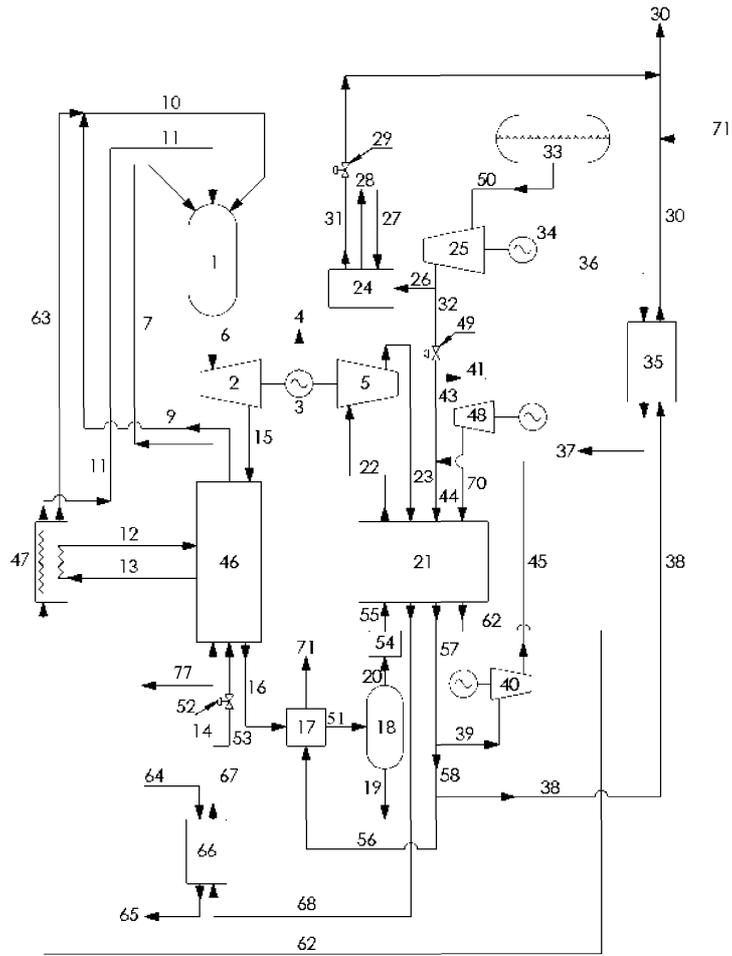
11. Способ по п.9, включающий пропускание охлажденных отходящих газов турбины, содержащих CO_2 , через отделитель жидкой воды и/или через осушитель с влагопоглотителем для удаления воды и получения очищенного CO_2 .



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

