



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

F17D 1/04 (2024.01); F23N 1/00 (2024.01); F25J 1/00 (2024.01)

(21)(22) Заявка: 2023122521, 29.08.2023

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.08.2023

Дата регистрации:
10.04.2024

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 29.08.2023

(45) Опубликовано: 10.04.2024 Бюл. № 10

Адрес для переписки:

183010, г. Мурманск, ул. Спортивная, 13,
ФГАОУ ВО "МАУ", патентоведу

(72) Автор(ы):

Пантеев Сергей Петрович (RU),
Малышев Владимир Сергеевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования "Мурманский арктический
университет" (ФГАОУ ВО "МАУ") (RU)

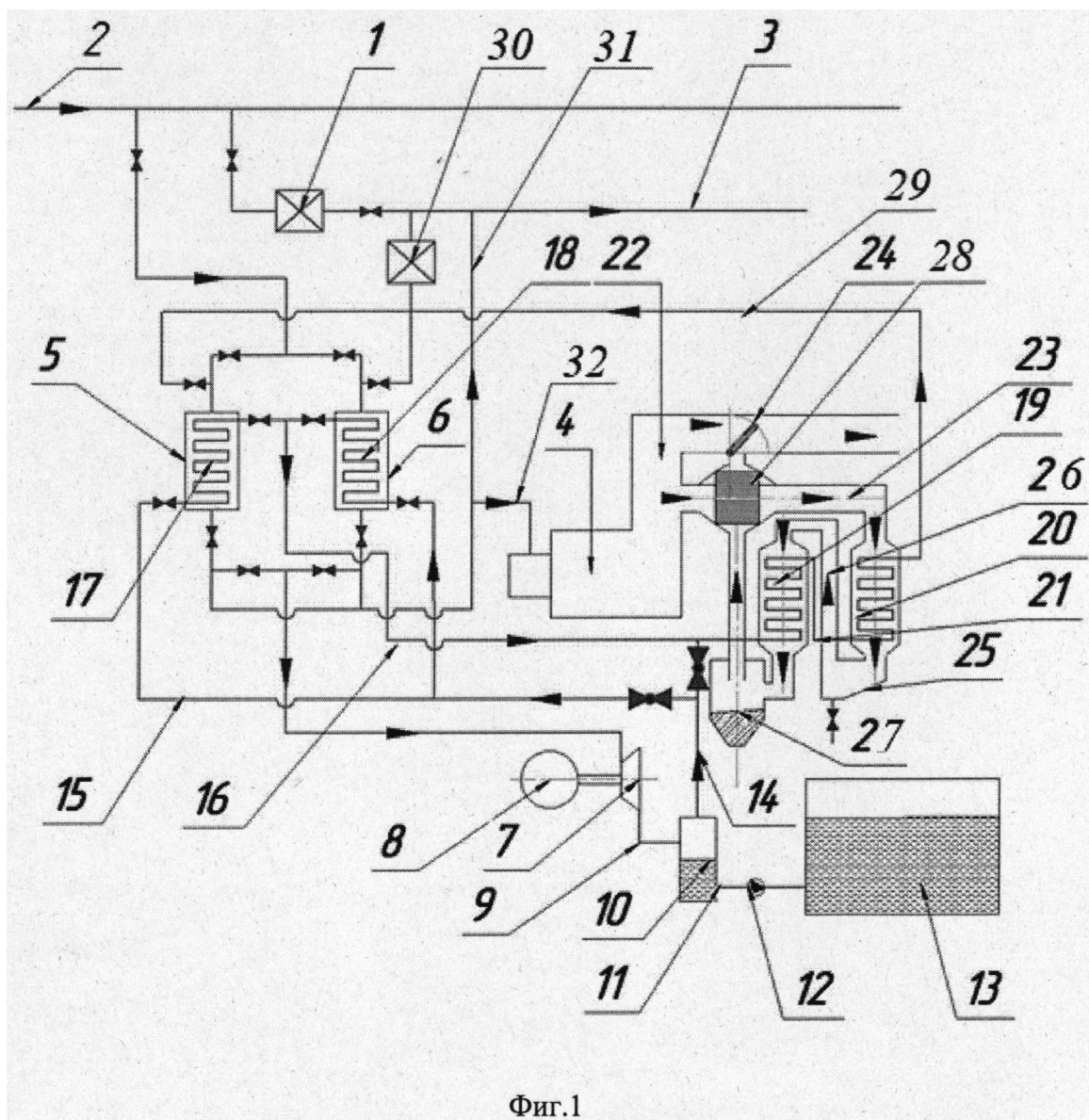
(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 60689 U1, 27.01.2007. RU 2772676
C1, 24.05.2022. RU 2691869 C2, 18.06.2019. RU
2774553 C1, 21.06.2022. CN 1126928 C, 05.11.2003.

(54) Газорегулировочная установка котельной

(57) Реферат:

Изобретение относится к области использования магистрального природного газа для работы котельной и может быть использовано в системах подачи газа в котлы и газоснабжения сжиженным природным газом (СПГ) удаленных районов. Газорегулировочная установка котельной содержит котел, газоредуцирующую арматуру, подогреватели газа, турбодетандер, кинематически связанный с электрическим генератором. Вход турбодетандера соединен напорным трубопроводом с магистральным трубопроводом. Установка снабжена спаренными охладителями газа с переключающей арматурой для работы их по очереди в режиме охлаждения газом, выходящим

из турбодетандера через сепарационное устройство, и режиме подогрева газом, поступающим из последовательно включенных в противоточной схеме подогревателей газа, поступающего из сепарационного устройства на выходе из турбодетандера, работающих на уходящих продуктах сгорания котла. К сепарационному устройству с помощью трубопровода с криогенным насосом прикреплена криогенная цистерна сжиженного природного газа. Технический результат заключается в повышении эффективности газорегулировочной установки котельной. 3 з.п. ф-лы, 2 ил.



Фиг.1

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(51) Int. Cl.
F17D 1/04 (2006.01)
F23N 1/00 (2006.01)
F25J 1/00 (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

F17D 1/04 (2024.01); F23N 1/00 (2024.01); F25J 1/00 (2024.01)(21)(22) Application: **2023122521, 29.08.2023**(24) Effective date for property rights:
29.08.2023Registration date:
10.04.2024

Priority:

(22) Date of filing: **29.08.2023**(45) Date of publication: **10.04.2024** Bull. № 10

Mail address:

**183010, g. Murmansk, ul. Sportivnaya, 13, FGAOU
VO "MAU", patentovedu**

(72) Inventor(s):

**Pantileev Sergej Petrovich (RU),
Malyshev Vladimir Sergeevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Federalnoe gosudarstvennoe avtonomnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Murmanskij arkticheskij
universitet" (FGAOU VO "MAU") (RU)**(54) **BOILER HOUSE GAS CONTROL PLANT**

(57) Abstract:

FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to use of main natural gas for operation of boiler house and can be used in systems of gas supply to boilers and gas supply with liquefied natural gas (LNG) of remote areas. Gas control plant of the boiler house includes a boiler, gas-reducing valves, gas heaters, a turbine expander kinematically connected to an electric generator. Inlet of the turboexpander is connected by a pressure pipeline to the main pipeline. Plant is equipped with coupled gas coolers with switching valves for their operation in

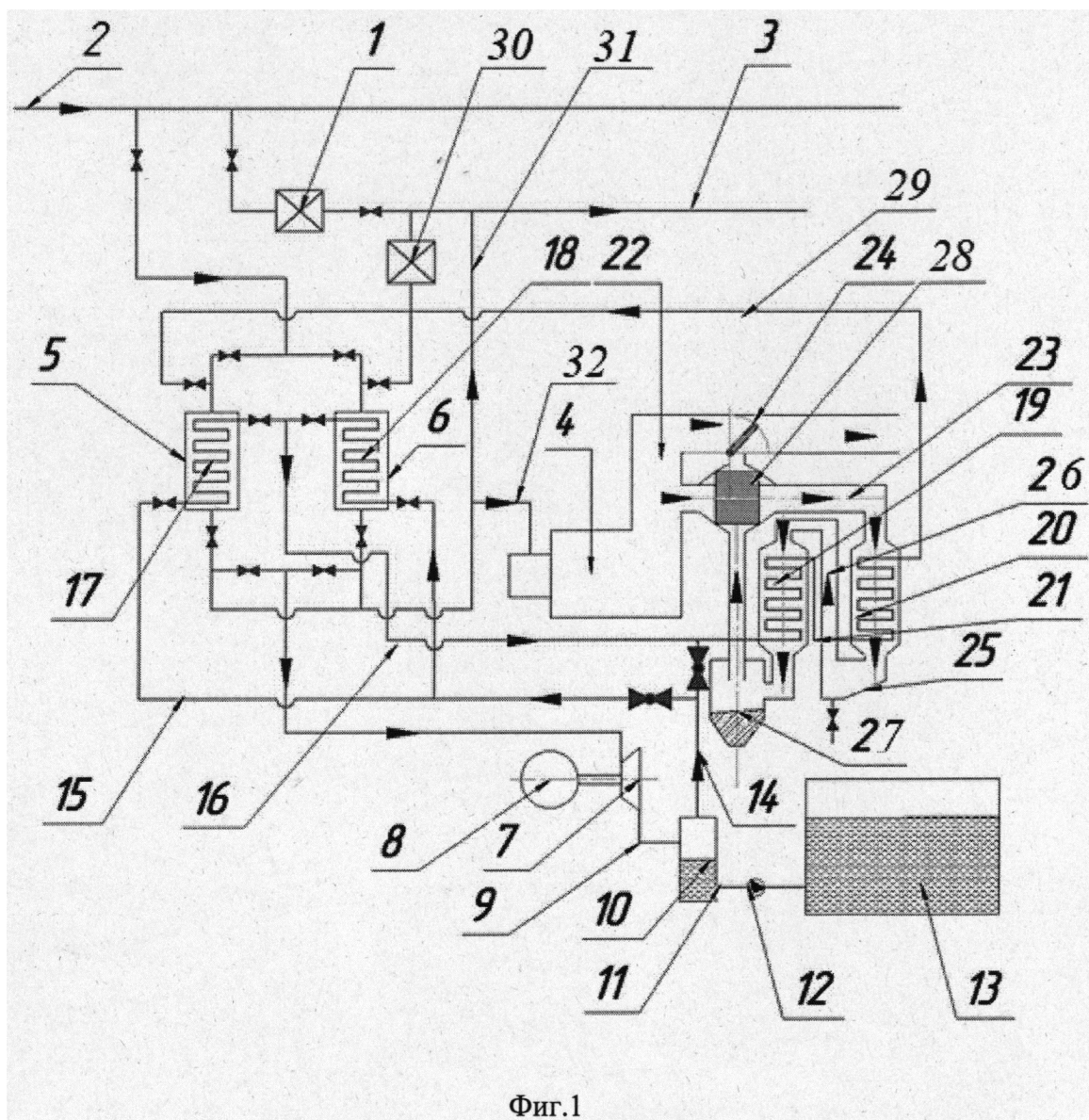
turn in cooling mode with gas leaving the turbine expander through the separation device, and heating mode with gas supplied from gas heaters connected in series in counterflow circuit, supplied from separation device at outlet of turboexpander, operating on outgoing combustion products of boiler. Cryogenic tank of liquefied natural gas is attached to the separation device by means of a pipeline with a cryogenic pump.

EFFECT: higher efficiency of gas control plant of the boiler house.

4 cl, 2 dwg

RU 2 817 103 C1

RU 2 817 103 C1



Фиг.1

Изобретение относится к области использования магистрального природного газа для работы котельной и может быть использовано в системах подачи газа в котлы и газоснабжения сжиженным природным газом (СПГ) удаленных районов.

Известны газоредуцирующие установки (ГРУ): газораспределительные (газоредуцирующие) станции (ГРС) и газорегулирующие пункты (ГРП) распределительных газопроводов, подающих газ из магистрального газопровода различным потребителям. При этом давление газа, подаваемого потребителям, ступенчато понижается на ГРС, ГРП этих газопроводов. ГРС, ГРП содержат газоредуцирующую арматуру и предвключенный подогреватель газа, в котором в качестве греющей используется технологическая среда (вода, тосол и пр.), которая в свою очередь нагревается в газовом котле. При этом дополнительно сжигается газ, отбираемый из газопровода (напр. Схема ГРС, рис. 12.27, стр. 716 «Справочник по транспорту горючих газов» под ред. К.С. Зарембо, Гостехиздат, Москва, 1962 г.). Недостатками такой установки являются потери потенциальной энергии газа при понижении его давления редуцирующей арматурой, недостаточная экономичность и экологичность вследствие необходимости дополнительно сжигать газ в котле, загрязнение окружающей среды продуктами сгорания газа в котле, в частности парниковыми газами (CO_2 , CH_4). Также такая схема не позволяет получать сжиженный природный газ для обеспечения им удаленных районов.

Частично указанные недостатки устраняются в полезной модели Газоредуцирующая установка (Пат. РФ №60689, опубл. 27.01.2007). В данной модели используется детандер (газорасширительная турбина), кинематически связанный с электрогенератором, что улучшает экономические и экологические показатели газоредуцирующей установки газопровода. Недостатком газоредуцирующей установки является также, как и в предыдущей, наличие специального подогревателя газа, работающего на тепле дополнительно сжигаемого топлива и невозможность получения СПГ.

Технический результат, на достижение которого направлено заявляемое техническое решение, заключается в повышении эффективности газорегулировочной установки котельной, а также в возможности получения сжиженного природного газа (СПГ) и «сухого льда».

Для достижения указанного технического результата газорегулировочная установка котельной, содержащая котел, газоредуцирующую арматуру, подогреватели газа, турбодетандер, кинематически связанный с электрическим генератором, причем вход турбодетандера соединен напорным трубопроводом с магистральным газопроводом, дополнительно снабжена спаренными охладителями газа с переключающей арматурой для работы их по очереди в режиме охлаждения газом, выходящим из турбодетандера через сепарационное устройство, и режиме подогрева газом, поступающим из последовательно включенных в противоточной схеме подогревателей газа, поступающего из сепарационного устройства на выходе из турбодетандера, работающих на уходящих продуктах сгорания котла, при этом к сепарационному устройству с помощью трубопровода с криогенным насосом прикреплен криогенная цистерна сжиженного природного газа.

Применение данной установки позволяет получать дополнительную электрическую энергию за счет срабатывания перепада давления магистрального газа в детандере с электрогенератором; получать СПГ для реализации его удаленным от газопровода потребителям; получать из части продуктов сгорания котлов котельной конденсат водяных паров и твердый диоксид углерода - «сухой лед». При этом не требуется дополнительного сжигания топлива для подогрева газ, так как для этой цели

используется тепло уходящих продуктов сгорания котлов. Кроме того, использование установки способствует улучшению экономических и экологических показателей.

Предлагаемая газорегулировочная установка котельной поясняется чертежами, представленными на фиг. 1, 2.

5 На фиг. 1 показан схематично общий вид газорегулировочной установки, на фиг. 2 - графически изображен цикл работы установки в двух режимах.

Технический результат достигается тем, что газорегулировочную установку (ГРУ) совмещают с котельной установкой и в схему ГРУ дополнительно вводят перед турбодетандером 7 два спаренных охладителя 5, 6 (фиг. 1) природного газа, выполняющих функцию осушителей для удаления из природного газа водяных паров, углекислого газа и углеводородных соединений перед подачей газа в турбодетандер 7, причем вход газа в турбодетандер 7 соединен напорным трубопроводом 9 с выходом газа из охладителей 5,6, которые попеременно охлаждаются газом, выходящим из турбодетандера 7 через сепарационное устройство 10 и нагреваются газом, подогретым уходящими продуктами сгорания котла 4. Газ из сепарационного устройства 10 направляется по двум трубопроводам 14 и 15 в охладители 5,6, и по трубопроводу 16 через регулирующий орган в подогреватели 19, 20 газа продуктами сгорания. Подогреватели 19, 20 газа продуктами сгорания выполнены по последовательной схеме противотока по движению газа и продуктов сгорания с нисходящим движением продуктов сгорания и восходящим движением газа. Подогреватели 19, 20 газа продуктами сгорания подключены к газоходу котла 4 через регулирующий шибер 24. В первом по ходу продуктов сгорания подогревателе 19, он же второй по ходу газа выполнено сепарационное устройство для отделения из продуктов сгорания конденсата водяных паров и арматура для удаления конденсата в конденсатный бак. За вторым подогревателем 20 по ходу продуктов сгорания, он же первый по ходу газа выполнен циклон для отделения твердого диоксида углерода («сухого льда»). Очищенные продукты сгорания после подогревателей направляются в газоход котла 4 перед дымососом.

Подогретый газ через дроссельное устройство подается в общую магистраль 3 пониженного давления, из которой питается котел 4 котельной и близлежащие потребители. Часть нагретого газа, взятая перед дроссельным устройством, направляется при переключении соответствующей запорной арматуры в один из охладителей 5 или 6 для подогрева последнего с целью плавления и испарения в нем замороженных компонентов природного газа. Газ вместе с испарившимися компонентами сбрасывается в трубопровод 32 подачи газа в котел 4. Переключение охладителей 5 и 6 с работы с одного режима на другой проводят при помощи запорной арматуры. Охлаждение газа, входящего в турбодетандер 7 насыщенным газом из сепарационного устройства 10, позволяет понизить температуру газа за турбодетандером 7 до температуры конденсации метана (-161°C), что позволяет получать сжиженный природный газ (СПГ). Для работы на насыщенном газе турбодетандер 7 должен иметь конструкцию, например такую, которая описана (АС СССР №561853 Турбодетандер для работы на влажном газе, опубл. 15.06.1977). Количество полученного СПГ регулируют изменением расхода насыщенного газа, идущего из сепарационного устройства 10 на турбодетандер 7 и на подогреватели 19,20 при помощи обводного трубопровода с регулирующим вентилем.

Газорегулировочная установка котельной содержит, как дублирующий элемент газоредуцирующую арматуру 1, подключенную к магистральному трубопроводу 2 с одной стороны и к трубопроводу 3 низкого давления с другой стороны, к которой

подключен котел 4 котельной и остальные потребители. Также к магистральному трубопроводу 2 через запорную арматуру подключены два спаренных охладителя 5,6 природного газа. Охладители 5,6 природного газа через запорную арматуру подключены к турбодетандеру 7, который вращает кинематически с ним связанный электрический генератор 8. Турбодетандер 7 на выходе при помощи трубопровода 9 соединен с сепарационным устройством 10, к которому трубопроводом 11 с криогенным насосом 12 крепится криогенная цистерна СПГ 13. Сверху к сепарационному устройству 10 крепится трубопровод 14, который разделяется на две ветки 15 и 16. Трубопровод 15 через запорную арматуру подключен к охлаждающим змеевикам 17 или 18 охладителей 5 и 6, которые работают попеременно: один охлаждает и конденсирует низкокипящие газы, а другой в это время нагревает и испаряет низкокипящие газы. Выход из змеевиков 17 или 18 через соответствующую запорную арматуру подключен к трубопроводу 16. К трубопроводу 16 последовательно подключены два вертикальных подогревателя газа 19 и 20 (подогрев происходит частью продуктов сгорания котла 4). Выход газа из подогревателя 19 соединен с входом в подогреватель 20 трубопроводом 21. Котельный газоход 22 от котла 4 посредством короба 23 прикреплен к корпусу подогревателя 28 через регулирующий шибер 24. В нижней части подогревателя 20 к его корпусу крепится поворотный короб 25, в котором смонтирован инерционный отделитель конденсата из продуктов сгорания с арматурой для удаления конденсата в конденсатный бак (на фиг. 1 не показаны). Поворотный короб 25 крепится при помощи поворотного короба 26 к верхней части подогревателя 19. В нижней части подогревателя 19 к его корпусу прикреплен поворотный короб 27, в котором смонтирован циклон для отделения твердого диоксида углерода («сухого льда») из продуктов сгорания (на фиг. 1 не показан) с арматурой для удаления его в емкость для хранения (на рисунке не показана). Поворотный короб 27 прикреплен к подогревателю 28 продуктов сгорания на газоходе 22 после регулирующего шибера 24 перед дымососом котла (на рисунке не показан). Выход из подогревателя 28 соединен с газоходом 22 после шибера 24 перед дымососом. Выход подогретого газа из подогревателя 20 посредством трубопровода 29 через запорную арматуру подключен к корпусам спаренных охладителей 5 или 6 природного газа. На трубопроводе 29 перед его входом к спаренным охладителям 5,6 природного газа установлено редуцирующее устройство 30, поддерживающее необходимый перепад давления для обеспечения нормального прохождения горячего природного газа через охладители 5 или 6. К низу корпусов спаренных охладителей 5,6 природного газа через запорную арматуру подключен трубопровод 31, который соединяется с трубопроводом 32 подачи газа к котлу 4 и к трубопроводу 3 низкого давления. Редуцирующее устройство 30 соединено с трубопроводом 3 низкого давления. Сепарационное устройство 10, отделяющее жидкий газ (СПГ) от газа, идущего в охладители 5,6, подключено посредством криогенного насоса с криогенной цистерной 13 хранилища СПГ и распределения СПГ.

Установка работает следующим образом.

Возможны два варианта работы установки:

Режим 1 - без производства СПГ, когда весь газ после турбодетандера 7 направляется через запорную арматуру через- подогреватели 19 и 20 в трубопровод 3 низкого давления через редуцирующее устройство 30;

Режим 2-е максимальным производством СПГ, когда весь газ после турбодетандера 7 через запорную арматуру направляется через один из охладителей 5 или 6, затем через подогреватели 19 и 20 в трубопровод 3 низкого давления через редуцирующее устройство 30.

Также установка может работать в промежуточных режимах, определяемых степенью открытия соответствующей запорной арматуры.

Режим-1 на диаграмме (фиг. 2) представлен кривой 1-2-4, где «1-2» адиабатический процесс расширения газа в турбодетандере 7; «2-4» подогрев газа в подогревателях 19 и 20 за счет охлаждения продуктов сгорания котла.

Режим-2 на диаграмме (фиг. 2) представлен кривой 1-3-5-4, где «1-3» процесс охлаждения газа в одном из охладителей 5 или 6; «3-5» адиабатический процесс расширения газа в турбодетандере 7; «5-2-4» подогрев части газа без отделившегося СПГ в подогревателях 19 и 20 за счет охлаждения продуктов сгорания котла 4 с образованием из них «сухого льда» и конденсата водяных паров. При давлении в магистральном трубопроводе 2 40 бар и давлении в трубопроводе 3 низкого давления 3 бар в СПГ перейдет 20% газа (0,2 кг из 1 кг газа).

При расходе газа через установку $G_r=1$ кг/с мощность электрического генератора составит

$$N_g = G_r \cdot \Delta H \cdot \eta_d \cdot \eta_g = 1 \cdot 160 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 108 \text{ кВт},$$

где $\Delta H=160$ кДж/кг разница энтальпий в точках 3 и 5;

$\eta_d=0,7$ - теоретический КПД детандера;

$\eta_g=0,9$ - механический и электрический КПД генератора.

Для полного охлаждения продуктов сгорания с получением «сухого льда» необходимо их охладить до температуры -79°C . Для этого температура газа за подогревателем 19 должна быть не выше -85°C . Количество тепла, которое при этом должен получить газ составит

$$Q_{-85} = (H_{-85} - H_{-145}) \cdot 0,8 \cdot G_r = (830 - 680) \cdot 0,8 \cdot 1 = 120 \text{ кДж/с},$$

где $H_{-85}=830$ кДж/кг и $H_{-145}=680$ кДж/кг - энтальпия газа соответственно при температурах -85°C и -145°C ;

0,8 доля газа, идущего в подогреватель 19.

Газ необходимо нагреть в подогревателях 19 и 20 до температуры $+10^\circ\text{C}$. Для этого потребуется следующее количество тепла

$$Q_{+10} = 0,8 \cdot G_r \cdot c_{\text{CH}_4} \Delta t = 0,8 \cdot 1 \cdot 2,05 \cdot 95 = 171 \text{ кВт},$$

где $c_{\text{CH}_4} = 2,05$ кДж/(кг·К) - теплоемкость метана при давлении 3 бар и температуре 0°C ;

$$\Delta t = 10 + 85 = 95^\circ\text{C}.$$

Общее количество тепла, необходимое для нагрева газа составит

$$Q_\Sigma = Q_{-85} + Q_{+10} = 120 + 171 = 291 \text{ кВт}.$$

Долю ΔB расхода топлива котла необходимую для нагрева газа мощностью $Q_\Sigma=291$ кВт определим из теплового баланса:

$$0,8(J_{120} + V_{\text{H}_2\text{O}} \rho_{\text{H}_2\text{O}} r_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{CO}_2} \rho_{\text{CO}_2} r_{\text{CO}_2}) - Q_\Sigma / \Delta B = J_{70},$$

где $J_{120}=2700$ кДж/кг - энтальпия продуктов сгорания при 120°C при коэффициенте избытка воздуха 1,2;

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,8 \text{ м}^3/\text{кг} - \text{объем водяных паров в продуктах сгорания};$$

$\rho_{H_2O} = 0,8038 \text{ кг/м}^3$ - плотность водяных паров в продуктах сгорания;

$r_{H_2O} = 2500 \text{ кДж/кг}$ - теплота конденсации водяных паров в продуктах сгорания;

$V_{CO_2} = 1,31 \text{ м}^3/\text{кг}$ - объем водяных паров в продуктах сгорания;

$\rho_{CO_2} = 1,96 \text{ кг/м}^3$ - плотность углекислого газа в продуктах сгорания;

$r_{CO_2} = 575 \text{ Дж/кг}$ - теплота сублимации углекислого газа при атмосферном давлении в продуктах сгорания;

$$J_{70} = (1,2 V_{N_2} c_{N_2} 70) / \rho_{ПГ} = (1,2 \cdot 7,46 \cdot 1,294 \cdot 70) / 0,76 = 811 \text{ кДж/кг},$$

где $V_{N_2} = 7,46 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - объем азота в продуктах сгорания;

$c_{N_2} = 1,294 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$ - теплоемкость азота в продуктах сгорания при температуре 70°C ;

$\rho_{ПГ} = 0,76 \text{ кг/м}^3$ - плотность природного газа.

$$\Delta B = Q_{\Sigma} / [0,8(J_{120} + V_{H_2O} \rho_{H_2O} r_{H_2O} + V_{CO_2} \rho_{CO_2} r_{CO_2} - J_{70})] =$$

$$= 291 / [0,8 (2700 + 2,8 \cdot 0,803 \cdot 2500 + 1,31 \cdot 1,96 \cdot 575 - 811)] = 0,04.$$

Это свидетельствует о том, что только 4% продуктов сгорания достаточно при конденсации из них водяных паров и полной сублимации CO_2 и подогрева газа до $+10^\circ\text{C}$ при использовании котельной из всего газа (0,8 кг/с). При этом 0,2 кг/с будет получаться СПГ.

Предпочтительно при работе установки кроме котельной подавать трубопроводный газ еще для близлежащих потребителей. При этом количество продуктов сгорания, из которых выделяется конденсат водяных паров и сухой лед будет пропорционально увеличиваться:

При общем расходе через ГРУ 5 кг/с и на котельную 1 кг/с можно будет очистить $4 \cdot 5 = 20\%$ продуктов сгорания (57 кг/ч - «сухого льда» и 162 кг/ч конденсата водяных паров) и получить 1 кг/с (3,6 т/ч) СПГ. При этом будет получено 540 кВт электрической энергии.

(57) Формула изобретения

1. Газорегулировочная установка котельной, содержащая котел, газоредуцирующую арматуру, подогреватели газа, турбодетандер, кинематически связанный с электрическим генератором, причем вход турбодетандера соединен напорным трубопроводом с магистральным трубопроводом, отличающаяся тем, что дополнительно снабжена спаренными охладителями газа с переключающей арматурой для работы их по очереди в режиме охлаждения газом, выходящим из турбодетандера через сепарационное устройство, и режиме подогрева газом, поступающим из последовательно включенных в противоточной схеме подогревателей газа, поступающего из сепарационного устройства на выходе из турбодетандера, работающих на уходящих продуктах сгорания котла, при этом к сепарационному устройству с помощью трубопровода с криогенным насосом прикреплен криогенная цистерна сжиженного природного газа.

2. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что в нижней части расположенного первым на входе газа из сепарационного устройства подогревателя к его корпусу прикреплен поворотный короб, в котором смонтирован циклон для отделения твердого диоксида

углерода из продуктов сгорания с арматурой для удаления его в емкость для хранения.

3. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что подогреватель газа, расположенный вторым по ходу газа, связан с первым по ходу подогревателем коробом, который прикреплен к верху первого подогревателя и к низу второго подогревателя, в нижней части короба выполнен отделитель конденсата с арматурой для удаления конденсата.

4. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что трубопровод подогретого газа в последовательно расположенных подогревателях продуктами сгорания связан с трубопроводом низкого давления.

10

15

20

25

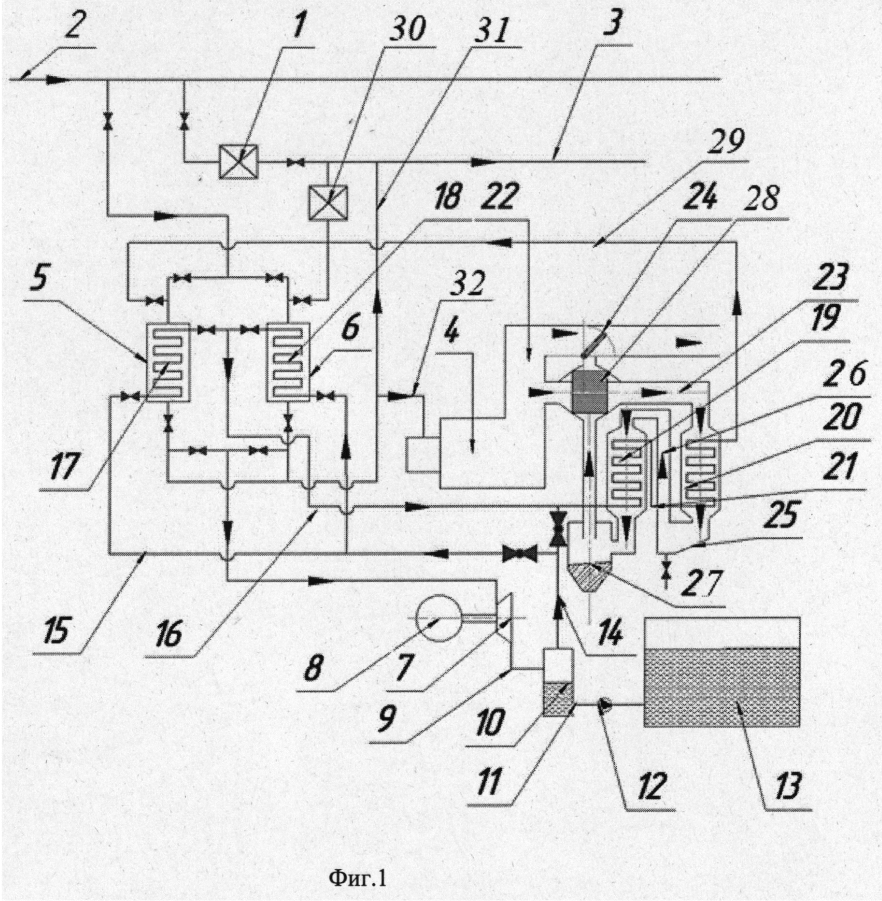
30

35

40

45

1



2

