



Республика Таджикистан

(19) **TJ**⁽¹¹⁾ **1176**
(51) **МПК В65G 5/00;**
F24J 3/08

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПАТЕНТНОЕ
ВЕДОМСТВО

(12) **Описание изобретения** К МАЛОМУ ПАТЕНТУ

1

(21) 2101513
(22) 24.02.2021
(46) Бюл. 173, 2021
(71)(73) Усманов С. (ТJ); Усманов Р.С. (ТJ)
(72) Усманов С. (ТJ); Усманов Р.С. (ТJ)
(54) **СИСТЕМА И СПОСОБ ЗАХОРОНЕНИЕ УГЛЕ-
КИСЛОГО ГАЗА (CO₂) И ИЗВЛЕЧЕНИЕ ТЕПЛО-
ВОЙ ЭНЕРГИИ ЗЕМНОЙ КОРЫ**
(56) 1. Патент RU 2583029.
2. Патент RU 2514076.
3. Патент RU 2 478 074.
4. Патент RU 2406944.
5. Патент RU 2358209.
6. Малый патент TJ 338.
(57) Изобретение относится к способу хранения диоксида углерода в естественных (природных) или искусственных впадинах или скважинах, и может быть использовано в области охраны окружающей среды от загрязняющих атмосферу выбросов газотехногенного характера, захоронение парниковых газов в частности CO₂ от ТЭЦ и ТЭС в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, а также извлечения тепловой энергии земной коры для отопления и горячего водоснабжения.

2

Сущность изобретения заключается в том, что захоронение парниковых газов CO₂ происходит в существующие истощенные нефтяные и газовые месторождение в жидком критическом состоянии при температуре до +30 °C, а также извлечение тепловой энергии земной коры для отопления, горячего водоснабжения и хладоснабжения с применением абсорбционных тепловых насосов.

Система для захоронения углекислого газа (CO₂) и извлечение тепловой энергии земной коры, состоит из: 1 – ТЭЦ или ТЭС; 2 – цех улавливания, очистки и разделения парниковых газов; 3 – насосная станция для перекачки критического состояния CO₂; 4 – трубопровод высокого давления для транспортировки углекислого газа; 5 – нагнетающие скважины; 6 – насосная станция обратной закачки пластовой воды и CO₂; 7 – цех водо-газоочистки и сепарации; 8 – добывающие скважины; 9 – цех шламоотделитель и системы прискважных фильтров; 10 – теплообменники; 11 – насосная станция; 12 – солнечные коллекторы; 13 – абсорбционные тепловые насосы (АБТН); 14 – промышленные объекты; 15 – частный жилой сектор; 16 – жилой массив; 17 – водноспортивный комплекс.

Изобретение относится к способу хранения диоксида углерода в естественных (природных) или искусственных впадинах или скважинах, и может быть использовано в области охраны окружающей среды от загрязняющих атмосферу выбросов газотехногенного характера, захоронение парниковых газов в частности CO_2 от ТЭЦ и ТЭС в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, а также извлечения тепловой энергии земной коры для отопления, горячего водоснабжения и хладоснабжения в комбинированном виде.

Захоронение парниковых газов в частности CO_2 от ТЭЦ и ТЭС представляет особый интерес с точки зрения удаления диоксида углерода из дымовых газов, работающих на ископаемом топливе в частности угля с целью сокращения выбросов диоксида углерода, которая рассматривается как главная причина возникновения парникового эффекта.

Известен способ захоронения CO_2 (Варианты) [1]. В первом варианте реализации способа для закачки CO_2 выбирают ловушку водоносного пласта с термобарическими параметрами, способствующими длительному захоронению CO_2 в жидком агрегатном состоянии. Бурят скважины в купольной части структуры ловушки. Закачивают жидкий CO_2 в центральные скважины и по мере опускания контакта «жидкий CO_2 -вода» закачивают CO_2 в периферийные скважины. Во втором варианте реализации способа закачивают газообразный CO_2 . Одновременно контролируют динамику пластового давления глубинными манометрами. При достижении давления в ловушке значения, соответствующего жидкому агрегатному состоянию CO_2 , продолжают закачку CO_2 уже в жидком агрегатном состоянии в приконтактные зоны ловушки, контролируя динамику пластового давления глубинными манометрами.

Недостатками данного способа являются бурение нагнетающих, извлекающих и контрольных скважин, стоимость каждой из которых в зависимости от глубины не менее 800м по международным требованиям для захоронения углекислого газа в геологических формациях составит в среднем 450 долл. США за 1 погонный метр. Для бурения одной скважины глубиной 1000м затраты составят 450000 долл. США, таких скважин необходимо не менее 3-х штук.

Известен способ утилизации диоксида углерода в водоносном пласте при котором, выделяют подземный водоносный пласт, предпочтительно имеющий выход на поверхность земли и область питания в виде реки, моря, озера, а также с общим активным режимом фильтрации; - определяют в выделенном пласте по меньшей мере одну локальную ловушку; - осуществляют подготовку выбранного водоносного пласта и локальной ловушки к промышленному использованию с определением в выделенном пласте химического состава воды, а также пород по образцам горных пород - керну; - закачивают в выделенный пласт диоксид углерода по меньшей мере через одну нагнетательную скважину, размещенную со стороны области питания пласта и обеспечивающую возможность нисходящего потока закачиваемого диоксида углерода в пласте. [2].

Недостатками данного способа являются бурение нагнетающих, извлекающих скважин, поверхность извлекающих скважин должны быть ниже поверхности области питания реки, моря или озера в противном случае углекислый газ выйдет на поверхность области питания, необходим четкий мониторинг параметров закачки углекислого газа, чтобы исключить выход на поверхность области питания.

Известен способ нагнетания диоксида углерода (CO_2) в пористом и проницаемом подземном пласте – коллекторе резервуаре и в частности, к способу закачивания CO_2 в коллектор углеводородов для его хранения [3].

Способ хранения CO_2 в пористом и проницаемом коллекторе углеводородов, где требуется, по меньшей мере, одна нагнетательная скважина и, по меньшей мере, одна эксплуатационная скважина, включающий следующие стадии:

а) извлечение из эксплуатационной скважины потока добываемого флюида, состоящего из добываемых углеводородов, воды и CO_2 ;

б) направление потока добываемого флюида на технологический объект, где от этого потока флюида отделяют парофазный поток, включающий диоксид углерода и летучие углеводороды;

в) сжатия полученного парофазного потока до давления выше максимального давления, при котором могут сосуществовать две фазы газа и жидкости, для состава полученного парофазного потока;

г) охлаждения сжатого потока с образованием охлажденного потока в плотнофазном состоянии;

д) направление к нагнетательному оборудованию поступающего со стороны потока CO_2 , который может быть либо в жидкофазном, либо в сверхкритическом состоянии;

е) смешение охлажденного потока;

г) с потоком поступающего со стороны CO_2 с образованием объединенного потока, представляющего собой поток плотнофазного вещества;

ж) закачивание упомянутого объединенного потока в коллектор углеводородов через нагнетательную скважину.

Недостатками данного способа являются, отсутствует информация в какой части месторождений в купольной или в периферийной части применить нагнетающие скважины и в какой части добывающие (эксплуатационные) и если это действующее нефтяное месторождение, то скважин должно быть достаточное количество и на всех добывающих и нагнетающих скважин необходимо вести мониторинг закачки и извлечение CO_2 .

Известен способ Геотермальное устройство геотермального тепла. Геотермальное устройство содержит геотермальную скважину, сепаратор, теплообменник для подогрева сетевой воды, выполненный в виде рубашки охлаждения сепаратора, водогрейный котел с газовой горелкой, газоаккумулирующее устройство, дизель-генератор, теплообменник для утилизации тепла уходящих газов, а также линию закачки уходящих газов в скважину [4].

Недостатками данного способа являются очень низкий КПД сепаратора с водяной рубашкой как теплообменника, КПД теплообменника на прямую зависит от ее площади теплопередачи.

Известен способ использования геотермального тепла [5]. Указанный технический результат достигается за счет способа, используемого геотермального тепла, получаемое из скважины и используемое для нужд тепло- и холодоснабжения, при помощи теплового насоса, и включающего подвод нагретой воды из геотермальной скважины к генератору абсорбционного теплового насоса, затем использование для подогрева водопроводной воды в системе горячего водоснабжения, предварительно подогретой в абсорбере.

Для нужд теплоснабжения в холодный период вода после подогревателя системы горячего водоснабжения подается в испаритель теплового насоса, а из него обратно в скважину, а нагрев воды для системы отопления осуществляется в конденсаторе.

Для нужд теплоснабжения в теплый период вода после подогревателя системы горячего водоснабжения используется у потребителя, а затем подается в конденсатор теплового насоса, а из него обратно в скважину, а охлаждение воды для системы холодоснабжения осуществляется в испарителе.

Недостатками данного способа являются бурение скважин, использование минерализованных вод из скважин напрямую тепловыми насосами без деминерализации и без фильтрации, что приводит к быстрому выходу из строя тепловых насосов и всей системы теплоснабжения.

Известен способ использования тепловой энергии земной коры с применением истощенных нефтяных или газовых скважин, их гидравлическую обвязку, закачку воды в пласт, нагрев и подачу потребителю, отличающийся тем, что скважины разделяют на нагнетательные и всасывающие, посредством насосной станции через нагнетательную скважину закачивают воду в истощенный нефтяной или газовый пласт, тепловую энергию через всасывающую скважину и теплообменник отбирают и подают потребителю [6].

Недостатками данного способа является то что, при постоянной температуре вязкость воды в 16 раз больше вязкости жидкого CO_2 и в 30 раз - сверхкритического CO_2 , плотность которого равна 800-900 кг/м^3 , а также в 48 раз больше плотности газообразного CO_2 . При захоронение углекислый газ отличается от воды рядом преимуществ - при пластовых температурах и давлениях, соответствующих области критического и сверхкритического состояния, плотность углекислого газа меняется в пределах от 600 кг/м^3 до 900 кг/м^3 . Вязкость порядка 10^{-5} - 10^{-4} Па·с, коэффициент диффузии - $10^8 \text{ м}^2/\text{с}$.

В целом все выше перечисленные технические решения не позволяют нам эффективным образом захоронит диоксид углерода в истощенных нефтяных и газовых скважинах, и одновременно использовать тепловую энергию земной коры посредством теплообменников, которая разделяет второй контур теплоснабжения, где техническая вода должна быть хими-

чески обработанная до минимальной жесткости от первого контура добычи тепла, где содержится высоко минерализованная вода.

Следует отметить, что выше перечисленные технические решения осуществляются отдельно поэтому не могут, служит в качестве прототипа.

Основной целью изобретения является захоронение углекислого газа CO_2 в истощенные нефтегазовые месторождение и одновременное использование возобновляемых источников энергии в комбинированном виде.

Сущность изобретений состоящее из системы и способа и заключается в захоронение парниковых газов CO_2 в существующие истощенные нефтяные и газовые месторождение в жидком критическом состоянии при температуре до $+30^\circ\text{C}$, а также извлечение тепловой энергии земной коры для отопления и горячего водоснабжения с применением абсорбционных тепловых насосов.

Система для захоронения углекислого газа (CO_2) и извлечение тепловой энергии земной коры, состоит из: 1 – ТЭЦ или ТЭС; 2 – цех улавливания, очистки и разделения парниковых газов; 3 - насосная станция для перекачки критического состояния CO_2 ; 4 - трубопровод высокого давления для транспортировки углекислого газа; 5 - нагнетающие скважины; 6 – насосная станция обратной закачки пластовой воды и CO_2 ; 7 – цех водо-газоочистки и сепарации; 8 - добывающие скважины; 9 – цех шламоотделитель и систем прискажных фильтров; 10 - теплообменники; 11 - насосная станция; 12 – солнечные коллекторы; 13 - абсорбционные тепловые насосы (АБТН); 14 - промышленные объекты; 15 - частный жилой сектор; 16 - жилой массив; 17 - водноспортивный комплекс.

Сущность заявленного технического результата поясняется чертежом Фиг. 1, на котором в качестве примера показана принципиальная схема осуществления системы для захоронения углекислого газа CO_2 и способа извлечения тепловой энергии земной коры, включающая: 1-ТЭЦ, которая работает на ископаемом топливе угле в пылевидной форме с применением специальных форсунок и трехслоевом сжигание углей для снижения выбросов NO_x и SO_2 , 3 - цех с использованием передовых технологий по низкому уровню энергозатрат на улавливание из дымовых газов ТЭЦ, ТЭС, углекислого газа CO_2 . Углекислый газ в жидком критическом состоянии при температуре до $+30^\circ\text{C}$ по высоконапорному трубопроводу 4 из высоколегированных материалов направляется в истощенные нефтяные и газовые скважины 5 для захоронения на долгие годы, при постоянном контроле всех параметров жидкости (температура, давление, плотность и объема закачки жидкости).

Нагнетающие скважины 5, выбираются по картам изогипс месторождений в купольной части. Следует, отметить, что истощенные нефтяные и газовые месторождение в конце эксплуатации полностью обводняются, и становится экономически выгодным добыча тепловой энергии земной коры.

Способ извлечения тепловой энергии земной коры осуществляется следующим образом: Вытеснение пластовых вод происходит посредством закачки углекислого газа в нагнетающие скважины 5, через извлекаемые скважины 8, которые выбираются в периферийной части месторождений, пластовая вода из скважин 8 через прискважных фильтров и цеха шламоотделителя 9 и теплообменники 10 попадает в цех водо-газоочистки и сепарации 7.

Пластовая вода, проходя через систему прискважных фильтров цеха шламоотделителя 9, очищается от шлама и направляется в теплообменники 10 для отбора тепловой энергии земной коры, после пластовая вода попадет в цех водо-газоочистки и сепарации 7, где происходит очистка, выделение CO_2 , нефти и газа в сепараторах, излишки (остатки) пластовой воды выделяется и утилизируется, а CO_2 посредством насосной станции 6 обратно закачивается в скважины 5.

Отбор тепловой энергии земной коры происходит через теплообменники 10 (второй контур), химически обработанная техническая вода, посредством насосной станции 11 с использованием инфраструктуры ТЭЦ, вода при необходимости подогревается солнечными коллекторами 12, через обратимые абсорбционные тепловые насосы АБТН 13 обратно подается в теплообменник 10, на этом цикл по второму контуру замыкается.

Теплоснабжение, вентиляция (кондиционирование) и горячее водоснабжение потребителей производится через обратимые абсорбционные тепловые насосы (АБТН) 13, предпочтительно с применением настенных, потолочных и напольных фанкойлов, которые могут работать в осенне-зимний период как отопление и в летний период как кондиционер.

Следует отметить, что захоронение углекислого газа CO_2 и извлечение тепловой энергии земной коры могут происходить раздельно в зависимости от времени года, когда работает или не работает ТЭЦ. Теплоснабжение, ГВС и хладоснабжения будут происходит и зависят тоже от времени года раздельно от ТЭЦ, те в осенне-зимний период от ТЭЦ, а в весенне-летний период без ТЭЦ на прямую от скважин через теплообменники.

Транспортировка, закачка и извлечение CO_2 и пластовой воды происходит при постоянном мониторинге всех параметров (температуры, давление, плотность, объем закачиваемой и извлекаемой жидкости, качественные характеристики пластовых вод), температура закачиваемой жидкого CO_2 должен быть в критическом состоянии, т.е. до $+30^\circ\text{C}$.

После заполнения всех пластов истощенного нефтяного или газового месторождения жидким CO_2 , захоронение CO_2 в истощенное месторождение прекращается. CO_2 прокачивается по замкнутому кругу первого контура через насосные станции 6, нагнетающие скважины 5, извлекающие скважины 8, цех шламоотделителя и системы прискважных фильтров 9, теплообменники 10 (первый контур), цех водо-газоочистки и сепарации 7, насосная станция 6 и цикл на этом по первому контуру замыкается.

Все задвижки и обратные клапана высоконапорного трубопровода, нагнетающих 5, извлекаемых скважин 8, системы прискважных фильтров и оборудования цеха 9 шламоотделителя, теплообменников 10, оборудования цеха водо-газоочистки и сепарации 7, насосные станции 3 и 6 изготавливаются из высоколегированных материалов для исключения преждевременной коррозии и выхода их из строя.

Для экономии ископаемого топлива и электрической энергии в летний период, для нужд горячего водоснабжения и кондиционирования потребителей используется возобновляемые источники энергии с применением тепловой энергии земной коры Фиг.1., по первому контуру: от нагнетающих скважин 5, извлекающих (добывающих) скважин 8, системы прискважных фильтров и цеха шламоотделения 9, теплообменника 10, цеха водо-газоочистки, газоотделения и сепарации 7, насосная станция 6, и скважина 5 цикл по первому контуру на этом завершается. Отбор тепловой энергии происходит по второму контуру: теплообменники 10, насосная станция 11, солнечные коллекторы 12, абсорбционные тепловые насосы 13 и теплообменники 10 на этом цикл по второму контуру завершается.

В осенне-зимний период отопление и горячее водоснабжение производят с использованием ТЭЦ и котельных установок с применением абсорбционных тепловых насосов АБТН. Работа АБТН поясняется чертежом Фиг.2. В осенне-зимний период для отопления потребителей АБТН работает по следующей схеме, подача тепловой энергии осуществляется от теплотрассы T_1 , ТЭЦ и котельных установок подключается к трехходовому крану 10, Вход 3, Выход 2 крана 10 на Вход испарителя АБТН, Выход испарителя АБТН 16 на Вход 2 трехходового крана 13, Выход 3 трехходового крана 13 к обратной теплотрассы T_2 , ТЭЦ, ТЭС и котельных установок. Тепловая энергия для отопления потребителей снимается из Конденсатора и Абсорбера АБТН, которые соединяются последовательно.

В летний период для охлаждения (кондиционирования) и горячего водоснабжения АБТН работает по следующей схеме: подача горячая вода T_1 , от теплотрассы возобновляемых источниках энергии ВИЭ, т.е. второго контура теплообменника 10, через солнечные коллекторы 12, подается на вход 3 трехходового крана 11, Выход 2 трехходового крана 11 на Вход Абсорбера АБТН 13, Выход Абсорбера на Вход Конденсатора АБТН, Выход Конденсатора АБТН на вход 2 трехходового крана 12, Выход 3 трехходового крана 12 к обратной теплотрассы T_2 теплообменника 10. Холодная энергия для вентиляции и кондиционирования потребителей снимается с испарителя АБТН. Вход в испаритель осуществляется от подачи холодной системы потребителей T_{11} , на Вход 1 трехходового крана 10, Выход 2 трехходового крана 10 на Вход Испарителя АБТН, Выход Испарителя АБТН на Вход трехходового крана 13, Выход трехходового крана 13 на обратную T_{21} систему холодоснабжения потребителей.

Критическая температура углекислого газа CO_2 $T_k=30,75^\circ\text{C}$, критическое давление $P_k=7,375$ МПа, плотность $\rho=468$, кг/м^3 , Табл. 1.

При давлении 7,375 МПа и температуре $30,75^\circ\text{C}$ и выше CO_2 находится в сверхкритическом состоянии, это значит, что различия между жидкой и паровой фазами отсутствуют. В сверхкритическом агрегатном состоянии CO_2 ведет себя как газоподобный флюид, но вместе с этим имеет плотность, близкую к плотности жидкости.

Параметры критического состояния CO_2 .

Табл.1

Вещество	Формула	$T_k, ^\circ\text{C}$	$P_k, \text{МПа}$	$\rho, \text{кг/м}^3$
Диоксид углерода	CO_2	30.75	7,375	468

При повышении температуры или давления плотность CO_2 приближается по значению к плотности жидкости, а его вязкость, к вязкости газа.

При пластовых температурах и давлении, соответствующих областям критического и сверхкритического состояния, плотность меняется в пределах от 600 кг/м^3 до 900 кг/м^3 . Вязкость порядка 10^{-5} - 10^{-4} Па·с, коэффициент диффузии - $10^8 \text{ м}^2/\text{с}$. При давлении 230 атм. и температуре 32°C значение плотности сверхкритического CO_2 максимально и равно 900 кг/м^3 .

При постоянной температуре вязкость воды будет в 16 раз больше вязкости жидкого CO_2 и в 30 раз - сверхкритического CO_2 , плотность которого равна 800 - 900 кг/м^3 , а также в 48 раз больше плотности газообразного CO_2 .

Из вышеизложенного следует, что жидкий CO_2 в критическом состоянии будет лучше оттеснять пластовую воду, чем CO_2 , находящийся в газообразном или сверхкритическом состоянии. Это приведет к увеличению вместимости пласта жидким CO_2 вследствие более высокого коэффициента вытеснения пластовой воды.

Из-за идентичности значений плотностей и вязкостей сред жидкий CO_2 - вода, контакт «жидкий CO_2 - вода» будет иметь более горизонтальную форму, чем при газообразном или сверхкритическом агрегатном состоянии CO_2 , при которых контакт « CO_2 -вода» имеет негоризонтальную форму, тем самым занимая не весь объем ловушки. То есть при горизонтальном контакте «жидкий CO_2 - вода» вместимость пласта по CO_2 , увеличивается, в следствии излагаемого захоронение CO_2 , способом предлагается выполнить в области жидкого критического состояния при положительных температурах до $+30^\circ\text{C}$ Фиг. 4.

Из вышеизложенного следует, что для захоронения CO_2 больше подходит жидкое агрегатное состояние, нежели газообразное или сверхкритическое.

В геологических условиях, истощенных нефтяных или газовых месторождениях, физические свойства жидкого CO_2 превышают свойства CO_2 в газообразном и сверхкритическом агрегатных состояниях, жидкий CO_2 будет находиться выше водонасыщенных горизонтов и обладать меньшей подвиж-

ностью чем пластовая вода, а также находиться в более компактном состоянии в пласте по сравнению с другими агрегатными состояниями.

Вывод: CO_2 следует захоронить в жидком виде в области критического состояния с температурой до $+30^\circ\text{C}$, CO_2 в таком состоянии будет выше пластовых вод и лучше оттеснять пластовые воды.

Зависимость давления от температуры CO_2 иллюстрируется Фиг.5, из которого следует сделать вывод, что при увеличении температуры, давления CO_2 увеличивается. Плотность углекислого газа в нормальных условиях равна $1,913 \text{ кг/м}^3$ и существенно зависит от температуры и давления. При повышении давления плотность увеличивается, а при повышении температуры плотность снижается. Необходимо отметить, что рост давления газа приводит к пропорциональному увеличению значения его плотности, то есть при 10 атм. удельный вес углекислого газа в 10 раз больше, чем при нормальном атмосферном давлении.

Вывод: предпочтительно захоронить CO_2 при высоких давлениях и температурах не выше $+30^\circ\text{C}$.

На практике, изобретение может быть использовано для сокращения выбросов парниковых газов от ТЭЦ Душанбе-2 и при оборудовании установками по улавливанию парниковых газов ТЭЦ Душанбе-1 и цементного завода г. Душанбе их парниковые газы тоже могут быть захоронены в истощенном газовом месторождении «Комсомольское», которая расположена на расстоянии 1,5-2 км от ТЭЦ Душанбе-2.

Предлагается на территории ТЭЦ Душанбе-2 Фиг.1. Построит цех 2 по улавливанию и очистки парниковых газов углекислый газ CO_2 в жидком критическом состоянии при температуре до $+30^\circ\text{C}$, направит на захоронение посредством трубопровода высокого давления 4 в истощенное газовое месторождение «Комсомольское» длиной 1,5-2км. Далее по технологии описанной выше сущность изобретения.

Отбор тепловой энергии, теплоснабжение и горячее водоснабжение объектов производится с применением абсорбционных тепловых насосов АБТН, переключение АБТН зимой и летом производит специально обученный персонал с учетом температурных факторов.

Все оборудование первого контура отбора тепловой энергии с использованием скважин и теплотрасса от ТЭЦ Душанбе-2 должны быть изготовлены из высоколегированных материалов, для исключения преждевременного выхода из строя связанные с коррозией, т.к. углекислый газ является агрессивным газом.

Углекислый газ CO_2 будет захороняться в истощенном газовом месторождении «Комсомольское» с целью извлечения тепловой энергии земной коры для отопления, вентиляции (холодоснабжение) и ГВС г. Душанбе с использованием инфраструктуры ТЭЦ Душанбе-2, которая сократит расходы на захоронения CO_2 .

ТЭЦ Душанбе-2 работает порядка 4-х месяцев в году с 15 ноября по 15 марта. Весной и летом, по-

рядка восьми месяцев в году, население использует электрическую энергию для ГВС и хладоснабжения используя кондиционеры и термексы.

Предлагаемый способ направлен в основном для экономии электрической энергии в осенне-зимний и особенно в летний период и снижения антропогенных воздействий на окружающую среду, путем улавливания и захоронению парниковых газов в геологические формации, с применением скважин истощенного газового месторождение «Комсомольское» для отопления, вентиляции (кондиционирования) и ГВС от ТЭЦ Душанбе-2.

При оборудовании ТЭЦ Душанбе-1 и цементного завода установками по улавливанию парниковых газов, эти газы тоже могут быть захоронены.

Затраты на захоронение CO_2 в среднем составляет 10-20% от стоимости технологии захоронение CO_2 и могут существенно варьироваться от типа используемого резервуара.

В нашем случае затраты будут минимальными, так как имеются в наличии 22 скважин обсажен-

ные эксплуатационными колонами и расстояние от ТЭЦ Душанбе-2 до истощенного месторождение «Комсомольское» составляет порядка 1,5-2км.

Все мировые проекты по улавливанию и хранению парниковых газов с учетом вырубки лесов и в следствии сокращение их площади, бесспорно, положительно влияют на снижение антропогенного воздействия от деятельности человека на природу, тем самым мы сохраняем баланс между выбросами CO_2 и ее потреблением. Проекты по улавливанию и захоронению углекислого газа без извлечения нефти или тепловой энергии заведомо убыточные.

Эффективность изобретения заключается в том, что значительно сокращаются затраты на захоронение CO_2 и повышения надежности захоронение парниковых газов на миллионы лет, а также выработка тепловой энергии из возобновляемых источниках энергии для теплоснабжения, ГВС и хладоснабжение.

Формула изобретения

1. Система для захоронения углекислого газа (CO_2) и извлечение тепловой энергии земной коры содержащая ТЭЦ или ТЭС, трубопровод высокого давления для транспортировки углекислого газа, цех улавливания, очистки и разделения парниковых газов, насосную станцию для перекачки критического состояния CO_2 , нагнетающие скважины, насосная станция и цех водо-газоочистки и сепарации, теплообменники, система прискважных фильтров, добывающие скважины, абсорбционные тепловые насосы (АБТН), промышленные объекты, частный жилой сектор, жилой массив и водноспортивный комплекс, причем объекты системы соединены между собой с помощью трубопроводов.

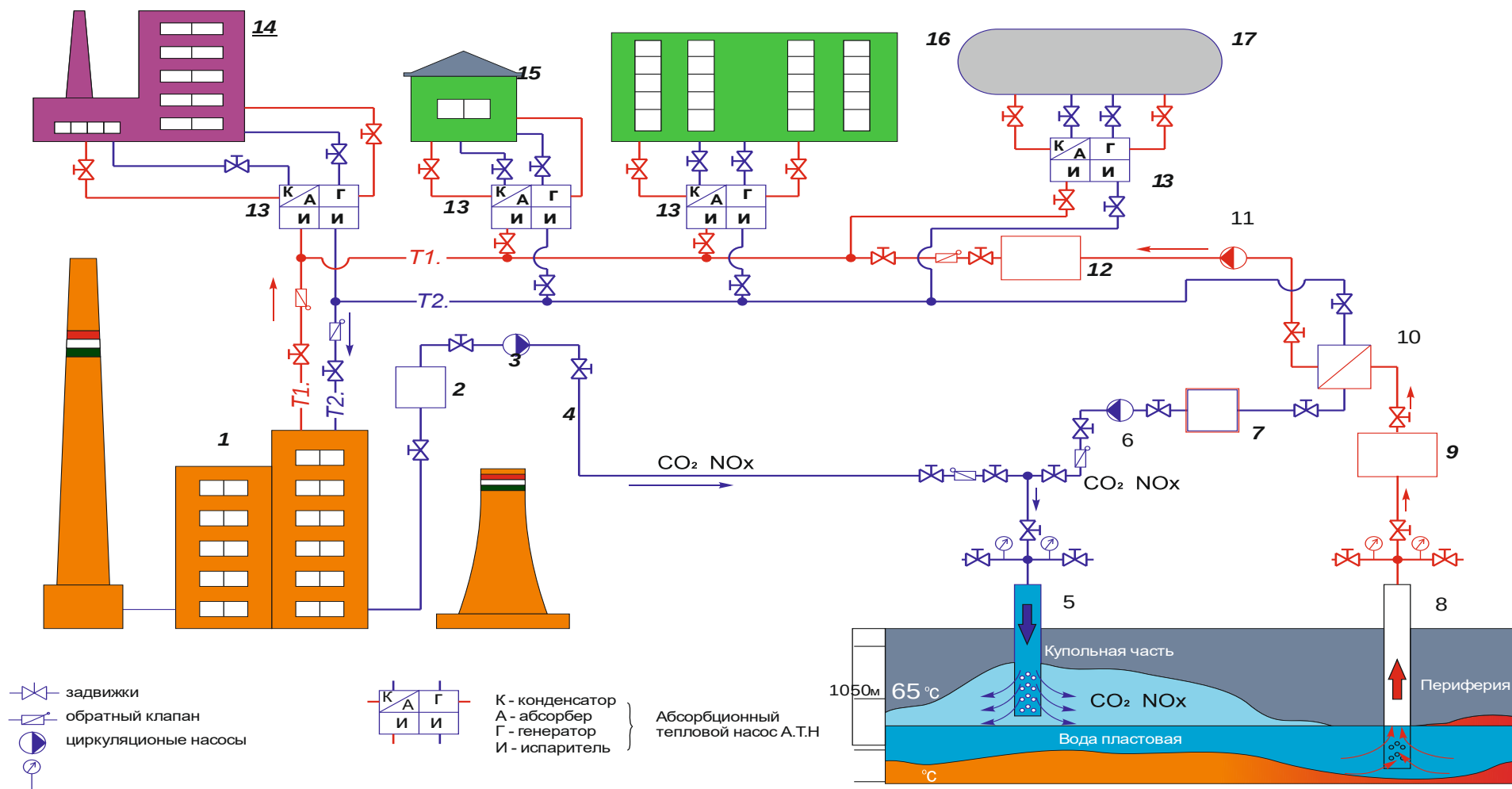
2. Способ для захоронения углекислого газа (CO_2) и извлечение тепловой энергии земной коры включающей в себя вытеснение пластовых вод посредством закачки углекислого газа в нагнетающие скважины, через извлекаемые скважины расположенные в периферийной части месторождений, подачи пластовой воды из скважин, в цех шламоотделитель, очищения через систему прискважных фильтров и

последующее направление в теплообменники для отбора тепловой энергии земной коры, подачи пластовой воды в цех водо-газоочистки и сепарации для очистки и выделение CO_2 , нефти и газа, выделении и утилизации излишки (остатки) пластовой воды, и обратного закачивания CO_2 в скважины, отбор тепловой энергии земной коры теплообменниками (второй контур), подогрев химически обработанных технических вод, посредством насосной станции с использованием инфраструктуры ТЭЦ (солнечными коллекторами), обратная подача воды через обратимые абсорбционные тепловые насосы АБТН в теплообменник, при котором цикл по второму контуру замыкается, постоянный мониторинг параметров (температуры, давление, плотность, объем закачиваемой и извлекаемой жидкости, качественные характеристики пластовых вод) транспортировки, закачки и извлечение CO_2 и пластовой воды.

3. Способ по п.2 заключается, в том, что захоронения углекислого газа CO_2 и извлечение тепловой энергии земной коры в зависимости от времени года осуществляют раздельно или вместе.

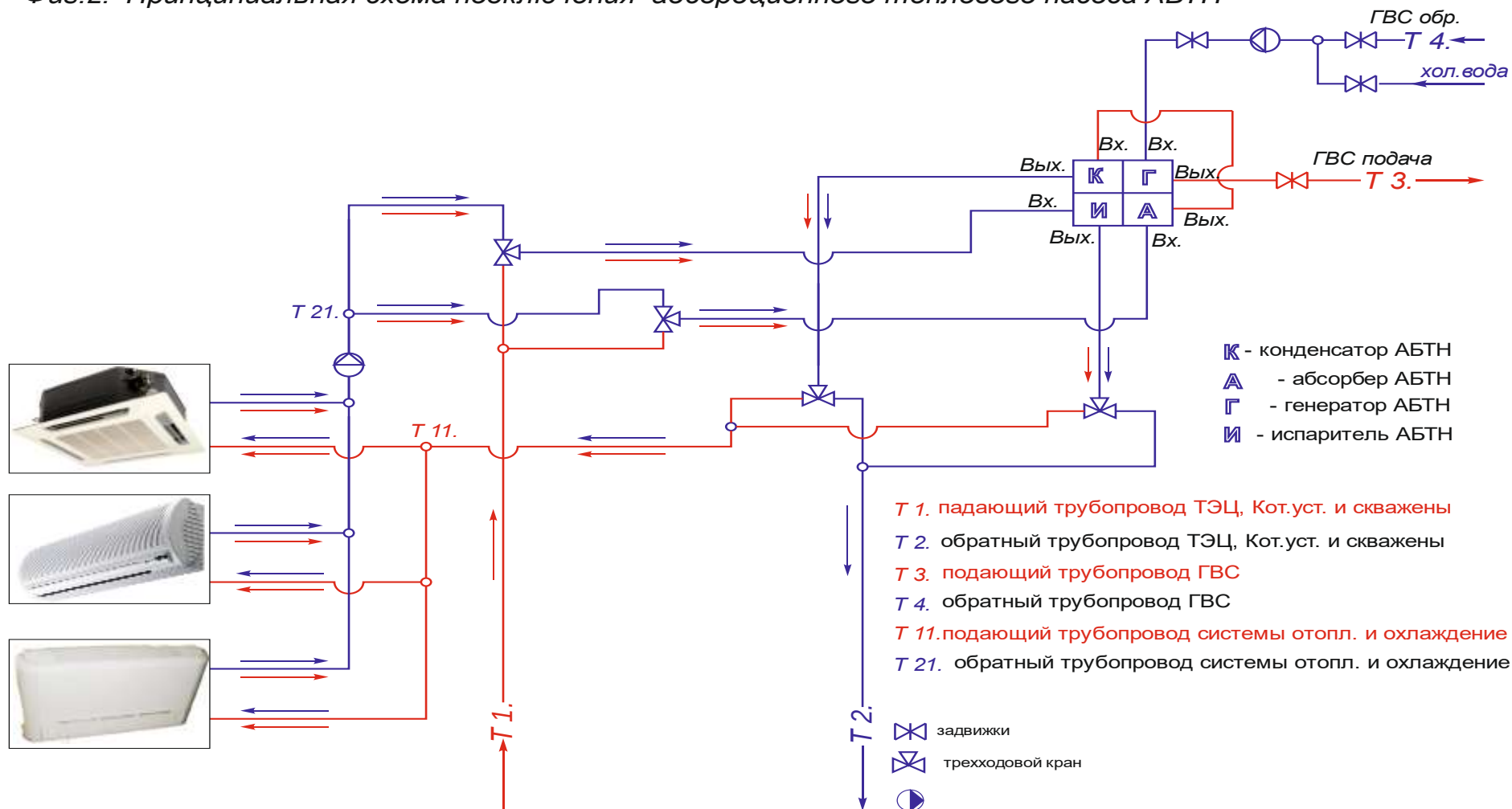
Система и способ захоронение углекислого газа (CO₂) и извлечение тепловой энергии земной коры для отопления и горячего водоснабжения

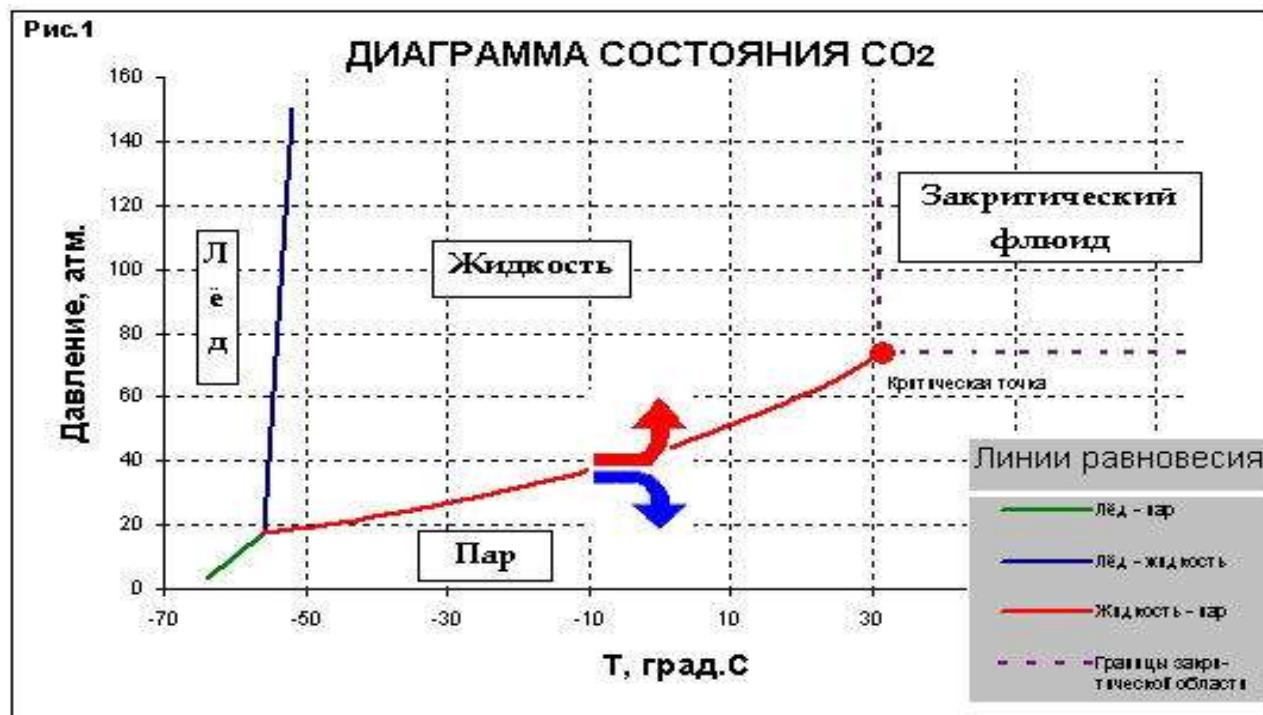
Фиг.1. Принципиальная схема теплоснабжения и горячего водоснабжения с применением АБТН., извлечение энергии земной коры и захоронения CO₂



**Система и способ захоронение углекислого газа (CO₂) и извлечение тепловой энергии земной коры
для отопления и горячего водоснабжения**

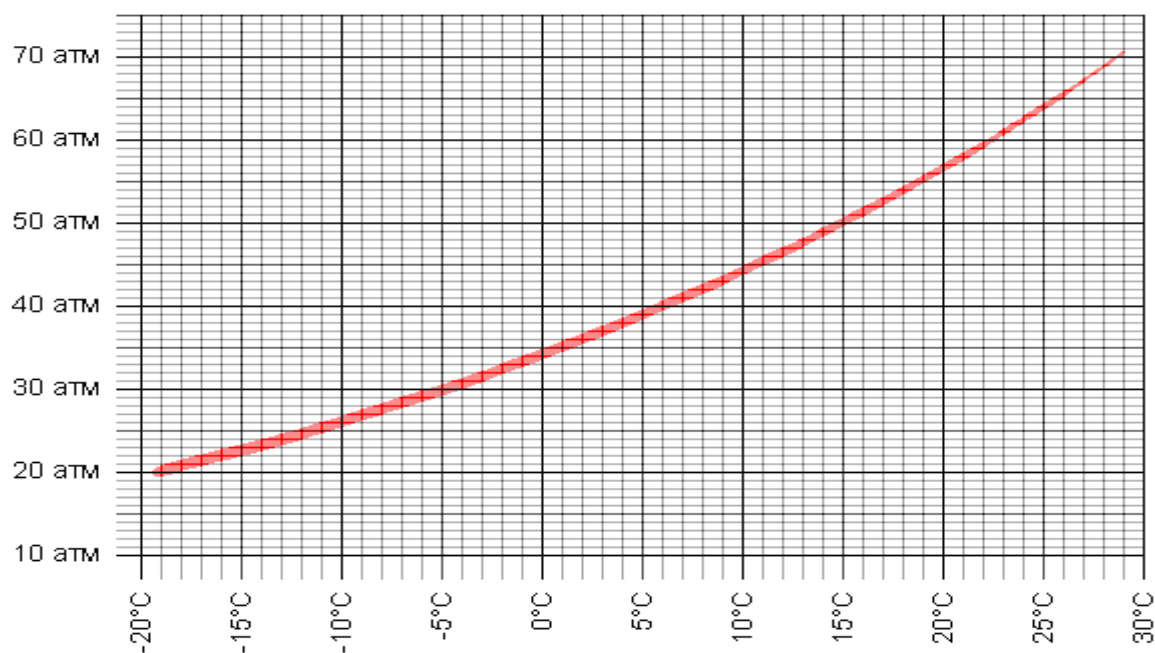
Фиг.2. Принципиальная схема подключения абсорбционного теплового насоса АБТН





Фиг.3 Фазовая диаграмма CO₂

Критическая кривая CO₂



Фиг.4. Зависимость давление от температуры CO₂

Компьютерный набор: Ризоева С.Р.