

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 045898

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.01.16

(21) Номер заявки
202290505

(22) Дата подачи заявки
2020.09.17

(51) Int. Cl. *B01D 53/14* (2006.01)
B01D 53/52 (2006.01)
E21B 41/00 (2006.01)
E21B 43/40 (2006.01)

(54) СПОСОБ И СИСТЕМА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ H₂S И CO₂ ИЗ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ H₂S И CO₂, ТАКИХ КАК ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ НЕКОНДЕНСИРУЮЩИЕСЯ ГАЗОВЫЕ СМЕСИ

(31) 19197831.1

(32) 2019.09.17

(33) EP

(43) 2022.07.20

(86) PCT/EP2020/076005

(87) WO 2021/053084 2021.03.25

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
КАРБФИКС (IS)

(72) Изобретатель:
Сигфуссон Бергур, Арнарсон Магнус
Тор, Гуннарссон Ингви, Гуннарссон
Тейтур, Эйнарссон Йоханн Гардар (IS)

(74) Представитель:
Хмара М.В. (RU)

(56) US-A-5340382
US-A-5694772
US-A-5085782

(57) Изобретение относится к способу и системе для удаления сероводорода (H₂S) и углекислого газа (CO₂) из газовых смесей с высоким содержанием H₂S и CO₂, таких как геотермальные неконденсирующиеся газовые смеси (NCG). Газообразные H₂S и CO₂ отделяют от остальных газов посредством повышения давления в потоке газа и подачи его в абсорбционную колонну, где H₂S и CO₂ преимущественно растворяются в потоке воды, что приводит к получению потока воды с высоким содержанием H₂S и CO₂. Затем поток воды с высоким содержанием H₂S и CO₂ можно реинжектировать в геологический резервуар или использовать для модификации pH другого потока воды геологического происхождения.

B1

045898

045898
B1

Область техники

Настоящее изобретение относится к способу удаления сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) из газовых смесей с высоким содержанием H_2S и CO_2 , таких как геотермальные неконденсирующиеся газовые смеси (NCG; от англ.: non-condensable gas mixtures).

Предшествующий уровень техники

Стандартные геотермальные электростанции используют тепловую энергию Земли посредством извлечения горячей смеси пара и рассола (геотермальной воды) из геотермального резервуара, характеризующегося термальной аномалией, проницаемой горной породой и текучей средой (Barbier, E. (2002) *Geothermal Energy Technology and Current Status: an Overview. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6, p. 3-65). Текучие среды, извлекаемые из этих геотермальных резервуаров, в природных условиях содержат растворенные газы, такие как CO_2 , H_2S , H_2 , N_2 , CH_4 и др. Эти газы являются побочным продуктом производства геотермальной энергии и имеют магматическое происхождение. Геотермальный пар отделяют от рассола (геотермальной воды), так что его можно использовать для генерации электричества силовыми турбинами. После этого процесса пар конденсируют и повторно инжектируют в геотермальный резервуар совместно с рассолом (геотермальной водой). Однако только часть газов, изначально являющихся частью горячей смеси, извлеченной из геотермального резервуара, повторно конденсируются вместе с паром, оставляя остаток, так называемые неконденсирующиеся газы (далее NCG или NCG смесь), в качестве газообразного побочного продукта производства тепловой энергии. Эти газы обычно удаляют из конденсатора вакуумными насосами или эжекторами и выбрасывают в атмосферу. Соответственно, в настоящее время большинство геотермальных электростанций, например - в Исландии, выбрасывают значительные количества H_2S и CO_2 в атмосферу. Фиг. 1 демонстрирует количество CO_2 и H_2S , выбрасываемое несколькими геотермальными электростанциями в Исландии. Количество выбрасываемых газов зависит не исключительно от размера электростанции, но и от геологии местоположения.

На основании вышеизложенного легко можно понять, что выбросы CO_2 и H_2S из геотермальных электростанций являются одной из главных экологических проблем использования геотермальной энергии. CO_2 - это так называемый парниковый газ, способствующий глобальному потеплению, а сероводород является бесцветным, горючим и высокотоксичным газом с характерным запахом тухлых яиц. Воздействие H_2S может вызвать проблемы со здоровьем, зависящие от уровней и продолжительности воздействия. Низкоуровневое длительное воздействие может вызвать воспаление и раздражение глаз, тогда как высокие уровни воздействия в течение коротких периодов времени могут вызвать головокружение, головную боль, тошноту и даже смерть, если концентрация H_2S в атмосфере превысит 300 частей/млн.

Концентрация H_2S в геотермальных текучих средах обычно лежит в диапазоне от нескольких млрд⁻¹ до нескольких сотен млн⁻¹ (Arnorsson, S. (1995a) *Hydrothermal systems in Iceland: Structure and conceptual models. 1. High-temperature areas. Geothermics* 24, 561-602, Arnorsson, S. (1995b) *Hydrothermal systems in Iceland: Structure and conceptual models. 2. Low-temperature areas. Geothermics* 24, 603-629). Во время утилизации высокотемпературных геотермальных текучих сред H_2S концентрируется в паровой фазе и затем высвобождается в атмосферу после конденсации пара. H_2S высвобождается на вершине башенных охладителей, где его диспергируют в воздухе для снижения риска высокой концентрации H_2S вблизи электростанции. H_2S вместе с другими газами, такими как CO_2 , H_2 , N_2 , CH_4 , содержащимися в отходящем газе, переносится ветром от местоположения электростанции и при определенных погодных условиях может вызывать появление неприятного запаха в близлежащих населенных пунктах.

К настоящему времени реализовано несколько способов удаления газов, таких как H_2S и CO_2 , из отходящих газов. Эти способы включают сжигание газа или отделение H_2S от других газов и последующее его окисление. Другим известным способом удаления этих газов является смешивание всего потока неконденсирующегося газа с водой. Тем не менее, поскольку растворимость различных газов, содержащихся в потоке неконденсирующихся газов, значительно варьируется, это во многих ситуациях требует очень больших количеств воды. Например, при температуре, равной 293 К (примерно 20°C), и давлении, равном 1 атмосфере (примерно 1 бар), растворимость относительно хорошо растворимых CO_2 и H_2S составляет, соответственно, 0,169 г и 0,385 г на 100 г воды, тогда как растворимость относительно плохо растворимых H_2 , N_2 , O_2 , Ar и CH_4 составляет всего 0,00016, 0,0019, 0,0043, 0,0062 и 0,0023 г на 100 г воды, соответственно.

В публикации US 5656172 описан способ получения содержащего H_2SO_4 водного рассола (геотермальной воды) из геотермальных неконденсирующихся газов с целью получения кислого рассола (геотермальной воды), который можно использовать для растворения накипи и других осадков и/или для ингибирования дальнейшей минерализации в контексте получения геотермальной энергии. Однако такой рассол (геотермальную воду) как таковой нельзя использовать для прямой реинжекции в геологические формации и для хранения H_2S и CO_2 в геологических формациях, как предусмотрено в настоящем изобретении. Поскольку H_2SO_4 является сильной кислотой, для подкисления рассола (геотермальной воды) необходимо лишь небольшое ее количество по сравнению с использованием H_2S , который является слабой кислотой. Поэтому лишь небольшую долю выбросов серы из геотермальной электростанции можно удалить, прежде чем потребуются обширные мероприятия для снижения коррозии стальных труб реинжекционной системы и обсадных труб реинжекционных скважин.

В публикации US 20020062735 раскрыт способ предварительной обработки природного газа, то есть газа, преимущественно состоящего из CH_4 и предназначенного, например, для отопления и приготовления пищи. Описанный способ относится к предварительной обработке природного газа посредством очистки его от относительно низкого содержания H_2S и CO_2 , чтобы природный газ можно было использовать и продавать без вреда для окружающей среды.

Соответственно, ни способы, ни системы, описанные в публикации US 20020062735, не направлены на удаление H_2S и CO_2 из газов с высоким содержанием H_2S и CO_2 , таких как указанные NCG, которые являются побочным продуктом производства геотермальной энергии и содержат гораздо больше H_2S и CO_2 , чем природный газ, и не предложено решения, которое обеспечило бы способы или системы для такого удаления.

В публикации US 2011225971 описан способ удаления сероводорода из конденсата пара геотермальной силовой установки посредством приведения его в контакт с отходящим газом конденсатора той же геотермальной силовой установки, содержащим углекислый газ. Соответственно, описанные способы относятся к удалению H_2S из конденсата, а не H_2S из NCG смеси, и в любом случае они не основаны на абсорбции H_2S и CO_2 из NCG смеси в конденсат пара или любой другой поток воды, как предложено в настоящем изобретении.

В публикации US 5340382 описан способ абсорбции кислого газа (который раскрыт как смесь углекислого газа и сероводорода) в воду из углеводородных скважин. Согласно публикации US 5340382, кислый газ можно абсорбировать в воду с использованием статического смесителя, после чего давление этой смеси повышают, заставляя ее течь по трубопроводу к инжекционному насосу, через который ее возвращают в пласты для захоронения. Согласно публикации US 5340382, воду с кислым газом следует поддерживать под давлением, превышающим давление на выходе статического смесителя. Из публикации US 5340382 абсолютно очевидно, что описанные в ней способы относятся к повышению давления и абсорбции (кислой) газовой смеси, состоящей исключительно из H_2S и CO_2 , а не, как в контексте настоящего изобретения, к повышению давления NCG-смеси, содержащей CO_2 и H_2S , а также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , O_2 , Ar и CH_4 . Поэтому способы, описанные в публикации US 5340382 не направлены на селективную абсорбцию относительно хорошо растворимых газов CO_2 и H_2S из NCG смеси в жидкий конденсат пара (или любой другой поток воды) и одновременное сохранение относительно плохо растворимых H_2 , N_2 и CH_4 газов в NCG смеси, как способы по настоящему изобретению. Соответственно, способы согласно публикации US 5340382 предполагают, что H_2S и CO_2 , образующие так называемый кислый газ, уже отделены от всех других газов, тогда как способы по настоящему изобретению направлены на осуществление именно этого, то есть на отделение H_2S и CO_2 , содержащихся в газовой смеси, от любых других газов, присутствующих в этой смеси. То, что способы, описанные в публикации US 5340382, не предполагают разделение газов, содержащихся в NCG смеси, также очевидно из того факта, что после того как кислый газ смешали с водой в так называемом статическом смесителе, эту смесь согласно публикации US 5340382 поддерживают под повышенным давлением и прямо инжектируют в пласты для захоронения без отделения газа от жидкости (см. столбцы с 31.62 по 1.34). Соответственно, в отличие от способов по настоящему изобретению, способы согласно публикации US 5340382 предполагают не наличие потока газа и потока воды, выходящих из смесительного блока (так называемого статического смесителя в публикации US 5340382), а лишь один поток, содержащий воду и газ. Это отличие также очевидно из того факта, что, согласно идеям публикации US 5340382 (см. столбцы 21.22-24), следует использовать статический смеситель, а не, например, абсорбционную колонну, которая, с другой стороны, является предпочтительным путем осуществления способов по настоящему изобретению.

В публикации US 5694772 описан способ удаления сероводорода, присутствующего в геотермальной текучей среде, используемой в геотермальной электростанции такого типа, которая производит поток газа, содержащий сероводород, и поток отработанной геотермальной жидкости, причем способ включает сжатие и отработанной геотермальной жидкости, и потока газа и приведение их в контакт для получения потока сжатых газов, по существу не содержащего сероводорода, и жидкого эффлюента. Описанные способы основаны на сжатии газовой смеси перед приведением ее в контакт с конденсатом пара в так называемой насадочной колонне, что следует понимать как вид экстракции, который не приводит к абсорбции H_2S и CO_2 из газообразной NCG смеси в жидкий конденсат пара или любой другой поток воды, как предусмотрено настоящим изобретением. То, что способы, предложенные в публикации US 5694772, нельзя считать основанными на абсорбции сероводорода и углекислого газа в конденсат пара, подтверждается тем фактом, что, согласно графическим материалам (фиг. 1) и тексту (столбец 4, строки 53-56) публикации US 5694772, CO_2 остается частью сжатого потока газа, который затем выбрасывается в атмосферу. Таким образом, решение, описанное в публикации US 5694772, очевидно направлено не на отделение H_2S и CO_2 от NCG-смеси, а лишь на отделение H_2S . Также в публикации US 5694772 указано, что описанные в ней способы можно оптимизировать посредством добавления хлора в указанную выше так называемую насадочную колонну. Добавление хлора можно понимать только как специфически направленное на повышение окисления сероводорода до других соединений серы, обладающих более высокой растворимостью в водном растворе. В противоположность этому, простая абсорбция не включает изменение химических веществ, присутствующих в системе. Также предложение добавлять хлор в связи

со способами согласно публикации US 5694772 ясно демонстрирует, что они направлены только на удаление H_2S , содержащегося в газовой смеси, но не CO_2 , который также может присутствовать. Фактически, поскольку растворимость хлора в воде при температуре, равной 293 К (примерно 20°C), и давлении, равном 1 атмосфере (примерно 1 бар), выше (примерно 0,7 г на 100 г воды), чем растворимость CO_2 (0,169 г на 100 г воды), и поскольку нет сходной окислительной роли хлора в отношении CO_2 (как указано для сероводорода выше), добавление хлора к указанной выше так называемой насадочной колонне можно считать снижающим общую абсорбцию CO_2 в жидкий поток, если она вообще происходит в первой системе (то есть в системе без хлора).

В публикации US 4244190 описан способ обработки двухфазного геотермального рассола (геотермальной воды), полученного из подземного геотермального резервуара, содержащего неконденсирующиеся газы, в том числе сероводород, и тяжелые и/или переходные металлы в растворе, который включает преобразование сероводорода в серу и/или другие соединения серы с более высокой степенью окисления. Соответственно, описанные способы относятся к удалению H_2S посредством преобразования его до более высокой степени окисления и никоим образом не основаны на абсорбции H_2S и CO_2 из NCG смеси в конденсат пара или любой другой поток воды, как предложено в настоящем изобретении.

В публикации WO 9322032 описан способ обработки газа, содержащего в качестве компонентов аммиак и сероводород, который включает повышение pH окисгенированной жидкости посредством добавления к ней аммиака или прекурсора аммиака и приведения в контакт этого газа в зоне смешивания с жидкостью с повышенным pH в условиях, достаточных для удаления значительной доли сероводорода. Соответственно, описанные способы относятся к удалению H_2S из газовых смесей, содержащих значительные количества аммиака, а не из характерной композиции NCG из геотермальных резервуаров, и никоим образом не основаны на абсорбции H_2S и CO_2 из NCG-смеси в конденсат пара или любой другой поток воды, как предложено в настоящем изобретении.

В публикации US 5085782 описан способ выделения и использования неконденсирующихся газов, полученных во время быстрого испарения геотермального рассола (геотермальной воды), содержащего большое количество CO_2 и малое количество H_2S , который включает введение неконденсирующихся газов в конденсат пара, полученного из рассола (геотермальной воды), в присутствии окислителя для окисления по существу всего сероводорода. Соответственно, описанные способы относятся к удалению H_2S посредством преобразования его до более высокой степени окисления, а не к абсорбции его в конденсат пара или любой другой поток воды, как предложено в настоящем изобретении.

Таким образом, авторы настоящего изобретения впервые описали системы и способы, которые удовлетворяют потребность в безопасном для окружающей среды способе отделения, улавливания и получения H_2S и CO_2 из NCG смеси для последующего хранения или последующего использования, основанном исключительно на абсорбции относительно хорошо растворимых CO_2 и H_2S газов из NCG смеси в жидкий конденсат пара (или любой другой поток воды) и не основанном, например, на добавлении хлора для окисления серы до более высокой степени окисления, и одновременно оставляющем относительно плохо растворимые H_2 , N_2 и CH_4 газы в NCG смеси.

Сущность изобретения

Как указано выше, может быть выгодно обеспечить эффективный и экологически безопасный способ отделения растворимых газов, включающих сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), от газов с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащих также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, таких как геотермальные неконденсирующиеся газовые (NCG) смеси, с целью получения сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) для ликвидации или последующего использования. В целом, настоящее изобретение ограничивает, облегчает или исключает один или более из указанных выше недостатков H_2S и CO_2 , по отдельности или в любой комбинации. В частности, можно видеть в качестве цели настоящего изобретения обеспечение способа, который решает указанные выше проблемы или другие проблемы предшествующего уровня техники, связанные с H_2S и CO_2 .

Для того чтобы лучше решить одну или более из этих проблем, в первом аспекте настоящего изобретения предложен способ улавливания растворимых газов, включающих H_2S и CO_2 , из газовой смеси (G1) с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как NCG, который включает по меньшей мере следующее:

повышение давления газовой смеси (G1) с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как NCG, до давления, лежащего в диапазоне от 3 до 20 бар, например - в диапазоне от 3 до 15 бар, и

обеспечение контакта находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 , а также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, с потоком (W2) воды,

абсорбцию по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 , а также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, в поток (W2) воды, и за счет этого

получение потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 по сравнению с потоком (W2) воды и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа, который был обеднен H_2S и CO_2 по сравнению с газовой смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 , а также по меньшей мере один из H_2 ,

N_2 , CH_4 и/или Ar ,

перенос потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 :

либо в инжекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар,

либо в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования потока (W4) воды в качестве средства для регулирования pH потока (W5) воды.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "перенос" следует понимать как любой способ перемещения жидкости, например - воды, или газа (например - газовой смеси) от одного местоположения до другого, например - посредством перекачивания насосом.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "поток" следует понимать как вещество, например - воду или газ, перемещающееся в определенном направлении с определенной линейной скоростью и с определенным расходом, который можно представить в виде объемного расхода или массового расхода. Объемный расход - это объем текучей среды или газа, который проходит через данную точку в единицу времени, и его обычно обозначают символом Q (иногда V). В СИ единицей измерения объемного расхода является m^3/c . Соответственно, объемный расход равен отношению объема к времени. С другой стороны, массовый расход - это масса текучей среды или газа, которая проходит через данную точку в единицу времени. В СИ единицей измерения массового расхода является kg/c .

При использовании в контексте настоящего изобретения термины "источник воды" или "вода" следует понимать как любой вид воды, например - такой как грунтовая вода, океанская/морская вода, талая вода, геотермальный конденсат или рассол (геотермальная вода) или поверхностные воды рек, ручьев или озер.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "инжекционная скважина" следует понимать как любой вид конструкции, обеспечивающей возможность перемещения текучих сред или газов либо глубоко под землю, либо в грунт по направлению вниз, например - устройство, которое перемещает текучую среду в породные формации, такие как базальт или базальтовая порода, и в пористые породные формации, такие как песчаник или известняк, или в неглубокий почвенный слой или под него.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "газовая смесь с высоким содержанием CO_2 и/или H_2S " следует понимать как любую газовую смесь, в которой относительное содержание CO_2 и/или H_2S выше, чем относительное содержание CO_2 и/или H_2S в атмосферном воздухе.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "гидравлическое давление" следует понимать как давление гидравлической текучей среды, которое она оказывает во всех направлениях резервуара, скважины, шланга или любой емкости, в которой она находится. Гидравлическое давление может приводить к увеличению потока в гидравлической системе, поскольку текучая среда течет от области высокого давления к области низкого давления.

В системе СИ давление измеряют в единицах паскалях (Па), то есть в ньютонах на квадратный метр ($1 N/m^2$, или $1 kg/(m \cdot s^2)$, или $1 Дж/м^3$). Другими часто используемыми единицами давления являются фунт на квадратный дюйм или, более точно, фунт силы на квадратный дюйм (аббревиатура: psi) и бар. В единицах СИ $1 psi$ примерно равен $6895 Pa$, а $1 bar$ равен $100000 Pa$.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "парциальное давление" или просто "давление газа (CO_2 и/или H_2S)" следует понимать как теоретическое давление определенного газа, присутствующего в смеси газов, которое он оказывал бы в случае, если этот газ занимал бы весь объем исходной смеси при той же температуре. Общее давление смеси идеальных газов является суммой парциальных давлений отдельных газов, присутствующих в смеси.

При использовании в контексте настоящего изобретения термины "создавать повышенное давление" и "находящийся под повышенным давлением" следует понимать как процесс создания и поддержания, соответственно, давления, которое выше, чем давление окружающей среды, то есть выше атмосферного давления, например давления, лежащего в диапазоне от 3 до 20 бар, от 3 до 15 бар, от 4 до 10 бар, от 6 до 8 бар, например равного 7 бар. Отметим, что термины "создавать повышенное давление" и "находящийся под повышенным давлением" в контексте настоящего изобретения не следует понимать как означающие сжатие данного газа или данной газовой смеси до жидкого состояния, что может при определенной температуре для данного газа или данной газовой смеси подразумевать помещение их под давление, превышающее определенный пороговый уровень.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "обеспечение контакта", например контакта потока газа с потоком воды, следует понимать как приведение чего-то в контакт с чем-то другим, то есть обеспечение соприкосновения, физического взаимодействия или связи двух или более объектов друг с другом.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "абсорбция", например - абсорбция газа в воду, следует понимать как физический или химический феномен или процесс, в ходе которого атомы, молекулы или ионы проникают в объемную фазу, например в жидкий или твердый материал. Примером этого может быть абсорбция газа в жидкость (также известная как газоочистка), которая является операцией, в ходе которой газовую смесь приводят в контакт с жидкостью с целью преимущественного растворения одного или более компонентов газовой смеси и получения их раствора в жидкости. В принципе, существуют 2 типа процессов абсорбции: физическая абсорбция и химическая абсорбция, в

зависимости от того, происходит ли химическая реакция между растворенным веществом и растворителем (абсорбентом). В процессах такого рода, как процессы по настоящему изобретению, в которых в качестве абсорбента используют воду, химические реакции между абсорбентом и растворенным веществом происходят редко, и, соответственно, процесс обычно обозначают как физическую абсорбцию. Однако в процессах, в которых рН водного абсорбента был модифицирован посредством добавления основания или кислоты, абсорбция в воде может, в зависимости от химической природы растворенного вещества, сопровождаться быстрой и необратимой реакцией нейтрализации в жидкой фазе, и в этом случае процесс можно обозначить как химическую абсорбцию или химически активную абсорбцию. Поэтому химические реакции, вызванные, например, модификацией рН, можно использовать для повышения скорости абсорбции, повышения абсорбционной способности растворителя, повышения селективности для преимущественного растворения только определенных компонентов газовой смеси и/или преобразования опасного компонента газовой смеси в безопасное или более безопасное соединение.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "получение", например получение потока воды или потока газа, находящегося под повышенным давлением, следует понимать как порождение, инициирование, создание, получение или выработку чего-либо, например - потока воды или потока газа, находящегося под повышенным давлением.

При использовании в контексте настоящего изобретения термины "инъекция/реинъекция" или "инжектировать/реинжектировать" следует понимать как принудительное введение/повторное введение чего-либо во что-то другое, например принудительное введение текучей среды в подземную структуру.

При использовании в контексте настоящего изобретения термин "геологический резервуар" следует понимать как разломы в подземной структуре, например в базальтовой породе, которые простираются в различных направлениях, то есть не только вверх и вниз, и эта структура обеспечивает путь течения для воды, инжектированной в инжекционную скважину согласно настоящему изобретению, и может включать то, что называют геотермальным резервуаром. В контексте настоящего изобретения термин "геотермальный резервуар" следует понимать как разломы в горячей породе, которые простираются в различных направлениях, то есть не только вверх и вниз, и обеспечивают путь течения для инжектированной воды из скважины.

Соответственно, обеспечен способ, который отделяет CO_2 и H_2S от остальных газов, например содержащихся в NCG, посредством получения потока (W4) воды обогащенного растворенными H_2S и CO_2 , и таким образом подготавливает эти газы для последующего захоронения или для использования, например - при модификации рН текучих сред. Захоронение может быть основано, например, на инъекции потока (W4) воды, обогащенного растворенными CO_2 и H_2S обратно в геотермальный резервуар, где они образуют химические связи за счет реакций между водой и горной породой. Соответственно, реакции между водой и горной породой, которые уже происходят в природных геотермальных системах, можно использовать за счет инъекции потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 обратно в геотермальную систему. Отделение CO_2 и H_2S посредством растворения их в потоке воды и возвращение их обратно, то есть туда, откуда они поступили, можно признать идеальным способом снижения выбросов газа из, например, геотермальных электростанций.

В варианте осуществления настоящего изобретения газ с высоким содержанием H_2S и CO_2 дополнительно содержит по меньшей мере один из следующих газов: H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, и указанный способ отделения H_2S и CO_2 газов от остальных газов, содержащихся в газе с высоким содержанием H_2S и CO_2 , включает пропускание газа с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащего также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, через абсорбционную колонну, в которой H_2S и CO_2 приводят в контакт с водой, чтобы отделить растворенные H_2S и CO_2 от остальных плохо растворимых H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов. Таким образом обеспечен простой способ отделения H_2S и CO_2 от остальных плохо растворимых газов.

Во втором аспекте настоящего изобретения обеспечена система для отделения растворимых газов, включающих сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2) от газовой смеси (G1) с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как геотермальный неконденсирующийся газ (NCG), содержащая по меньшей мере следующее:

средства для повышения давления в газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, до давления, лежащего в диапазоне от 3 бар до 20 бар, например - от 3 бар до 15 бар, и

средства для приведения в контакт потока (G1) находящейся под повышенным давлением газовой смеси, содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, с потоком (W2) воды,

средства для абсорбции по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, в поток (W2) воды с получением потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 по сравнению с потоком (W2) и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа который был обеднен H_2S и CO_2 по сравнению с газовой смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar,

средства для переноса потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 :

или в инъекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар, или в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования потока (W4) воды в качестве средства для регулирования pH потока (W5) воды.

В особо предпочтительном варианте осуществления системы по настоящему изобретению средства для абсорбции по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, в поток (W2) воды включают одну или более абсорбционных колонн.

Следует отметить, что термин "вода" может в контексте настоящего изобретения означать пресную воду, воду из геотермальных скважин, рассол (геотермальную воду), морскую воду и т.п. Соответственно, источником воды может быть любой тип воды. Сходным образом, CO_2 и/или H_2S газы могут происходить из любого источника, такого как стандартные электростанции, геотермальные электростанции, промышленные производства, газоразделительные станции и т.п.

В целом, различные аспекты настоящего изобретения можно объединять и сочетать любыми возможными способами в пределах объема настоящего изобретения. Эти и другие аспекты, признаки и/или преимущества настоящего изобретения станут очевидными и будут разъяснены со ссылкой на описанные ниже варианты осуществления настоящего изобретения.

Краткое описание графических материалов

Далее описаны несколько вариантов осуществления настоящего изобретения, исключительно в качестве примера, со ссылкой на прилагаемые графические материалы, где

Фиг. 1 демонстрирует количество CO_2 и H_2S , выбрасываемое различными исландскими геотермальными электростанциями.

Фиг. 2 демонстрирует блок-схему способа по настоящему изобретению для отделения растворимых газов, включающих сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), от газовой смеси с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как NCG.

Фиг. 3 демонстрирует систему по настоящему изобретению для отделения растворимых газов, включающих сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), от газовой смеси с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как NCG.

Фиг. 4 демонстрирует абсорбционную колонну и реинжекционную скважину в соответствии с системой и способом по настоящему изобретению.

Фиг. 5 демонстрирует способ удаления CO_2/H_2S по настоящему изобретению (в абсорбционной колонне при давлении, равном 5-6 бар) с последующим использованием или (1a) для реинжекции в качестве средства для модификации pH, или (1b) для реинжекции в геологический резервуар.

Сведения, подтверждающие возможность осуществления изобретения

Фиг. 2 демонстрирует блок-схему способа по настоящему изобретению для отделения растворимых газов, включающих сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), от газовой смеси с высоким содержанием H_2S и CO_2 , содержащей также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar газов, такой как геотермальный неконденсирующийся газ (NCG). Следует отметить, что газовую смесь с высоким содержанием H_2S и CO_2 не следует считать ограниченной NCG. Тем не менее, далее для простоты будет принято, что газовая смесь с высоким содержанием H_2S и CO_2 является NCG, причем NCG может дополнительно содержать, но не ограничивается этим, один или более газов, выбранных из H_2 , N_2 , Ar и CH_4 .

На стадии (S1) 201 газообразные H_2S и CO_2 отделяют от остальных газов, содержащихся в NCG. Как будет более подробно обсуждаться в связи с фиг. 3, это предпочтительно осуществляют посредством пропускания NCG через абсорбционную колонну, где H_2S и CO_2 растворяются в жидкости, в характерном случае - в воде, и таким образом отделяются от остальных хуже растворимых газов H_2 , N_2 , CH_4 и Ar. Затем полученный поток воды, содержащий растворенные H_2S и CO_2 , транспортируют ((S2) 203), например, к реинжекционной скважине для захоронения/хранения ((S3) 205) или в другой процесс для модификации pH.

Что касается фиг. 3, то настоящее изобретение, в частности, относится к способу удаления сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) из газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, включающему стадии:

повышения давления газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, и

приведения в контакт потока находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, с потоком (W2) воды,

абсорбции по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, в поток (W2) воды, и за счет этого

получения потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 по сравнению с потоком (W2) воды и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа, который был обеднен H_2S и CO_2 по сравнению с газовой смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar,

переноса потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 :

или в инъекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар, или в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования потока (W4) воды в качестве средства для регулирования рН потока (W5) воды.

Стадии переноса потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 или в инъекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар, или в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования потока (W4) воды в качестве средства для регулирования рН потока (W5) воды не показаны на Фиг. 3.

Стадия переноса потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 в инъекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар показана на фиг. 4. В конкретном варианте осуществления настоящего изобретения, показанном на фиг. 4, поток (W4) воды соинжектируется совместно с другим потоком воды, обозначенным как "геотермальная вода".

Использование потока (W4) воды для модификации рН потока (W5) воды не показано на фиг. 3 или фиг. 4, но показано, например, на фиг. 5, где часть потока (W4) воды используют для реинжекции (1b), и часть используют для модификации (1a) рН потока (W5) воды, которая обозначена как "геотермальная вода".

В особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению давление находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, лежит в диапазоне от 3 до 20 бар, например от 3 до 15 бар, или в диапазоне от 4 до 20 бар, например от 4 до 14 бар, от 5 до 13 бар, от 6 до 12 бар, от 7 до 11 бар, например оно равно 7, 8, 9, 10 и 11 бар.

В следующем особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению температура потока (G1) газа лежит в диапазоне от 30 до 50°C, например от 32 до 48°C, от 33 до 47°C, от 34 до 46°C, от 35 до 45°C, от 36 до 44°C, от 37 до 43°C, от 38 до 42°C, например она равна 39°C, 40 и 41°C.

В следующем особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению температура потока (W2) воды лежит в диапазоне от 4 до 40°C, например от 6 до 35°C, от 8 до 30°C, от 10 до 25°C, от 11 до 24°C, от 12 до 23°C, от 13 до 22°C, от 14 до 21°C, от 15 до 20°C, например она равна 15, 16, 17, 18, 19 и 20°C.

В следующем предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению давление потока (W2) воды лежит в диапазоне от 6 до 23 бар, например от 6 до 22 бар, от 6 до 21 бар, от 6 до 20 бар, от 6 до 19 бар, от 6 до 18 бар, от 7 до 17 бар, от 8 до 16 бар, от 9 до 15 бар, от 10 до 14 бар, например оно равно 9, 10, 11, 12, 13 и 14 бар. В особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению давление потока (W2) воды примерно на 2-5 бар выше давления находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, например - на 3 бар или 4 бар выше давления находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar. Поэтому, если давление находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, равно примерно 6 бар, давление потока (W2) воды предпочтительно должно быть равно примерно 9 бар. Однако специалист в данной области техники знает, что оптимальная разница давлений между давлением находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, и давлением потока (W2) воды будет зависеть, например, от высоты используемой абсорбционной колонны и падения давления в используемой водораспределительной системе, кроме того, она будет зависеть от того, где измеряют эти давления в конкретной системе.

В следующем особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению расход газовой смеси (G1) лежит в диапазоне от 0,2 до 1,5 кг/с, например от 0,25 до 1,45 кг/с, от 0,3 до 1,4 кг/с, от 0,35 до 1,35 кг/с, от 0,4 до 1,3 кг/с, от 0,45 до 1,25 кг/с, от 0,5 до 1,2 кг/с, от 0,55 до 1,15 кг/с, от 0,6 до 1,1 кг/с, от 0,65 до 1,05 кг/с, от 0,7 до 1 кг/с, например он равен 0,7, 0,75, 0,8, 0,85, 0,9, 0,95 и 1 кг/с.

В следующем особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению расход (W2) воды лежит в диапазоне от 36 до 56 кг/с, например от 37 до 55 кг/с, от 38 до 54 кг/с, от 39 до 55 кг/с, от 40 до 53 кг/с, от 41 до 52 кг/с, от 42 до 51 кг/с, например он равен 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49 и 50 кг/с.

В следующем особо предпочтительном варианте осуществления способа по настоящему изобретению газовая смесь (G1) является геотермальными неконденсирующимися газовыми смесями (NCG).

Кроме указанных выше способов, настоящее изобретение также относится, в частности, к системе для удаления сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) из газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, содержащая по меньшей мере следующее:

средства для повышения давления в газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, и

средства для приведения в контакт потока (G1) находящейся под повышенным давлением газовой

смеси, содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar , с потоком (W2) воды,

средства для абсорбции по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar , в поток (W2) воды с получением потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 по

сравнению с потоком (W2) воды и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа который был обеднен H_2S и CO_2 по сравнению с газовой смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar ,

средства для переноса потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 :

или в инъекционную скважину для инъекции потока (W4) воды в геологический резервуар,

или в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования потока (W4) воды в качестве средства для регулирования pH потока (W5) воды.

В особо предпочтительной системе по настоящему изобретению

средства для приведения в контакт потока находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar , с потоком (W2) воды, и

средства для абсорбции по меньшей мере части H_2S и CO_2 из находящейся под повышенным давлением газовой смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar , в поток (W2) воды с получением потока (W4) воды, обогащенного растворенными H_2S и CO_2 по сравнению с потоком (W2) воды и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа который был обеднен H_2S и CO_2 по сравнению с газовой смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 и по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar , являются абсорбционной колонной.

Хотя настоящее изобретение было проиллюстрировано и подробно описано в графических материалах и предшествующем описании, эти графические материалы и описание следует считать иллюстративными или примерными, но не ограничительными; настоящее изобретение не ограничено раскрытыми вариантами его осуществления. Специалисты в данной области техники после изучения графических материалов, описания и формулы изобретения смогут представить себе и выполнить другие варианты раскрытых вариантов осуществления в процессе практической реализации заявленного изобретения. В формуле изобретения термин "содержащий" не исключает других элементов или стадий, а неопределенный артикль "a" или "an" не исключает множественного числа. Один процессор или другой блок может выполнять функции нескольких блоков, указанных в формуле изобретения. Тот факт, что определенные меры указаны в различных зависимых пунктах формулы изобретения, не означает, что невозможно с выгодой использовать комбинацию этих мер. Любые ссылочные обозначения в пунктах формулы изобретения не следует толковать как ограничивающие объем настоящего изобретения.

Описание примеров осуществления изобретения

Пример 1.

Экспериментальная инъекция CO_2/H_2S была выполнена на электростанции Хеллишейди, расположенной на центральном вулкане Хенгидль, который находится в западной вулканической зоне на юго-западе Исландии примерно в 20 км юго-восточнее Рейкьявика. В настоящее время регион Хенгидль содержит два продуктивных геотермальных поля - Несьяведдир в северной части и Хеллишейди в южной части региона.

В геотермальном поле Хеллишейди были пробурены 63 продуктивные скважины, обеспечивающие ценную информацию о его стратиграфии и зонах измененных пород. Подповерхностный базальтовый пласт в регионе Хенгидль преимущественно содержит гиалокластитные вулканические формации до глубины, равной примерно 1000 м под уровнем моря, и под ними залегают более доминантные лавовые наложения, как указано в научной публикации Franzson et

al.: Franzson, H., Kristjánsson, B. R., Gunnarsson, G., Björnsson, G., Hjartarson, A.,

Steingrímsson, B., Gunnlaugsson, E. and Gíslason, G. (2005) *The Hengill-Hellisheiði*

Geothermal field. Development of a Conceptual Model. Proceedings World Geothermal

Congress 2005, содержание которой полностью включено в данную публикацию посредством ссылки.

Гидротермальные изменения пород лежат в диапазоне от неизмененных пород в вышележащей системе холодных грунтовых вод через цеолитный комплекс до высокотемпературного минерального комплекса, включающего эпидот, волластонит и актинолит, как сообщается в научной публикации

Helgadóttir et al.: Helgadóttir, H. M., Snæbjörnsdóttir, S. O., Nielsson, S.,

Gunnarsdóttir, S. H., Matthíasdóttir, T., Hardarson, B. S., Gunnlaugur M. Einarsson, G.

M. and Franzson, H. (2010) *Geology and Hydrothermal Alteration in the Reservoir of the*

Hellisheiði High Temperature System, SW-Iceland. Proceedings, World Geothermal

Congress 2010, содержание которой полностью включено в данную публикацию посредством ссылки.

ки.

Геотермальный газ из геотермального поля Хеллишейди состоит прежде всего из CO_2 , H_2S , H_2 и в

меньшей степени из N_2 , CH_4 и Ar . Пилотная газоразделительная станция была построена вслед за электростанцией Хеллишейди. Пилотная станция разделяла геотермальный газ, поступающий из конденсаторов электростанции, на поток (или потоки) газа с высоким содержанием CO_2 и H_2S и поток газа, содержащий другие газы (преимущественно H_2 , N_2 , Ar , O_2 и/или CH_4). Кислород поступает в поток газа, отделенного от CO_2 и H_2S , вследствие атмосферного загрязнения геотермального газа. Таким образом отделили примерно 3% от всего геотермального газа, поступающего из электростанции. Поток (или потоки) CO_2/H_2S газа использовали для инъекции CO_2/H_2S , тогда как остальные газы выбрасывали в атмосферу совместно с остатком геотермальных газов, поступающих из конденсаторов электростанции Хеллишейди.

Поток (или потоки) CO_2/H_2S газа растворяли в грунтовой воде совместно с трассером йодидом калия вблизи от места инъекции и затем инжестировали обратно в геотермальный резервуар. Целью проекта было использование тех же основных параметров, которые регулируют концентрацию, например, H_2S в геотермальном резервуаре, для удаления H_2S из раствора и хранения его в минералах в геотермальном резервуаре.

Место, выбранное для экспериментальной инъекции сероводорода и углекислого газа, находится в Слеггьюбеинсдалуре примерно в 2 км северо-восточнее электростанции Хеллишейди. Оно было выбрано на основании благоприятной температуры резервуара, близости к электростанции, и поэтому - к источнику H_2S , возможности опытов с трассером и того факта, что в этом месте для экспериментов с инъекцией были доступны высокотемпературные жидкостные энтальпийные скважины. Газообразный H_2S транспортировали от пилотной газоразделительной станции, растворяли в геотермальной воде вблизи от места инъекции и затем инжестировали в скважину HE-08.

HE-08 - это вертикальная скважина глубиной 2808 м, пробуренная в 2003 г. для производства, но отключенная из-за непригодности для использования в качестве продуктивной скважины. Эту скважину выбрали для инъекции, поскольку во время бурения соседних скважин было обнаружено явное сообщение между этими скважинами и HE-08. Сообщение между скважинами было дополнительно исследовано в опыте с трассером, описанном ниже.

Стратиграфия и зоны измененных пород геотермального поля Хеллишейди и места инъекции описаны в научной публикации Franzon et al.: Franzson, H.,

Kristjánsson, B. R., Gunnarsson, G., Björnsson, G., Hjartarson, A., Steingrímsson, B., Gunnlaugsson, E. and Gíslason, G. (2005) The Hengill-Hellisheiði Geothermal field. Development of a Conceptual Model. Proceedings World Geothermal Congress 2005, и в публикации Helgadóttir et al.: Helgadóttir, H. M., Snæbjörnsdóttir, S. O., Nielsson, S., Gunnarsdóttir, S. H., Matthíasdóttir, T., Hardarson, B. S., Gunnlaugur M. Einarsson, G. M. and Franzson, H. (2010) Geology and Hydrothermal Alteration in the Reservoir of the Hellisheiði High Temperature System, SW-Iceland. Proceedings, World Geothermal Congress 2010,

содержание которых полностью включено в данную публикацию посредством ссылки. Основной породной формацией в месте инъекции является субгляциально сформированный гиалокластит с единичными лавовыми сериями. Ниже примерно 1400 м от уровня моря лавовые серии доминируют. Температура водоносного слоя в месте инъекции лежит в диапазоне от 260 до 270°C, как показали измерения кварцевым геотермометром в выброшенной текучей среде и расчет температуры формации. Доминирующий водоносный слой в HE-08 находится на глубине 1350 м, где температура формации равна примерно 270°C, что хорошо согласуется с показаниями кварцевого геотермометра. Породная формация в месте инъекции проходит через все характерные зоны изменений высокотемпературных областей от неизменной породы до эпидот-амфиболитовой зоны.

Во время бурения HE-08 наблюдали связь по давлению между HE-08 и KhG-1, которая является близлежащей скважиной, используемой для измерений уровня воды. Во время бурения HE-31, HE-46 и HE-52 также наблюдали связь по давлению между пробуриваемой скважиной и скважинами HE-8 и KhG-1. Был выполнен тест с трассером для выявления и количественной оценки возможных путей потоков геотермального рассола (геотермальной воды) с высоким содержанием H_2S в соседние скважины, и результат использовали для составления программы мониторинга возможных мониторинговых скважин.

Тест с трассером выполнили посредством растворения 250 кг бензоата Na ($NaC_6H_5CO_2$) в 1000 литрах воды и последующей инъекции в скважину HE-8. После инъекции трассера геотермальный рассол (геотермальную воду) закачивали в скважину с объемной скоростью потока, равной 4 л/с, в течение 56 дней. Из скважин, находящихся в непосредственной близости от инъекционной скважины, извлекали содержимое во время теста. Этими скважинами были HE-5, HE-31, HE-46 и HE-52. Периодически отбирали образцы либо из водомерного ящика, либо с использованием сепаратора Вебре и анализировали на бензоат-ион с использованием ионного хроматографа. Во всех образцах из скважин HE-52, HE-5 и HE-31 концентрация бензоата была ниже предела обнаружения. Повышенные уровни бензоата были выявлены только в скважине HE-46. Моделирование трассерного теста показало, что почти 40% инжестированной

воды проникло в скважину HE-46, если учесть указанное в литературе 20%-ное разложение бензоата за две недели при 270°C. Остаток бензоата не был учтен. Бензоат, инжектированный в HE-08, начал появляться в HE-46 уже через два дня, что выявило быстрый путь потока между двумя скважинами. Согласно показаниям кварцевого геотермометра, температура водоносного слоя равна 266°C, что близко к температуре водоносного слоя в HE-08 и всех скважинах, находящихся вблизи от места инъекции.

Концентрация сероводорода в текучих средах водоносного слоя в геотермальной области Хеллишейди была широко исследована, как в качестве части данного инъекционного проекта, так и в качестве части общего геохимического мониторинга скважины, и приведена в научных публикациях

Stefansson et al. and Scott et al., *Stefansson, A., Arnorsson, S., Gunnarsson, I., Kaasalainen, H. and Gunnlaugsson, E. (2011). The geochemistry and sequestration of H₂S into hydrothermal system at Hellisheidi, Iceland. J. Volcanol. Geoth. Res. 202, 179-188*); *Scott S., Gunnarsson, I., Stefansson, A. and Gunnlaugsson, E. (2011). Gas Chemistry of the Hellisheidi Geothermal Field, SW-Iceland. Proceedings 36th Stanford Geothermal Workshop*, содержание которых полностью включено в данную публикацию посредством ссылки.

Расчетная концентрация H₂S в высокотемпературных текучих средах водоносного слоя лежит в диапазоне от 15 млн⁻¹ до 264 млн⁻¹. Концентрация повышается с повышением температуры и, видимо, регулируется минеральными буферными комплексами. Большинство экспериментальных точек лежат близко к равновесным графикам для минеральных буферов пирита, пирротита, пренита и эпидота или пирита, пирротита и магнетита. В публикации Stefansson et al. был сделан вывод, что концентрация H₂S находится в равновесии с минеральным комплексом, содержащим пренит, поскольку исландские геотермальные области обычно содержат мало магнетита, что свидетельствует о его нестабильности в исландских геотермальных системах.

Способ удаления H₂S по настоящему изобретению зависит от скорости химических реакций, которые должны произойти для успешной минерализации H₂S. Необходимы металлы для образования из H₂S вторичных минералов для перманентного хранения их в геотермальном резервуаре. Моделирование путей реакции показывает, что основные факторы, влияющие на способность H₂S к минерализации, связаны с мобильностью и степенью окисления железа, как указано в научной публикации Stefansson et al.: *Stefansson, A., Arnorsson, S., Gunnarsson, I., Kaasalainen, H. and Gunnlaugsson, E. (2011). The geochemistry and sequestration of H₂S into hydrothermal system at Hellisheidi, Iceland. J. Volcanol. Geoth. Res. 202, 179-188*, содержание которой полностью включено в данную публикацию посредством ссылки. При температуре, превышающей 250°C, показатель минерализации пирита снижается вследствие образования эпидота, что приводит к необходимости растворения более базальтовой породы для минерализации H₂S. Поэтому оптимальная температура для секвестрации H₂S может быть ниже зоны стабильности эпидота, или ниже примерно 230°C (см. публикацию Stefansson et al.). Температура породной формации в месте инъекции лежит в диапазоне от 260 до 270°C. Инжектируемая геотермальная вода, содержащая H₂S, нагревается от 100°C до более чем 260°C перед проникновением в мониторинговую скважину (HE-46), что обеспечивает широкий интервал температур для минерализации H₂S.

Трассерный тест в месте инъекции выявил прямой и быстрый путь потока от инъекционной скважины к мониторинговой скважине. Расстояние между основными водоносными слоями равно примерно 450 м. Это показывает, что основной путь потока между скважинами проходит через разлом в резервуаре, чего можно было ожидать в геотермальном резервуаре с большим количеством разломов, таком как геотермальное поле Хеллишейди. Для того чтобы экспериментальная инъекция была успешной, скорость минерализации H₂S не должна быть слишком быстрой, поскольку сульфидные минералы могут заполнить водоносные слои в непосредственной близости от инъекционной скважины и сделать ее непригодной для инъекции. Подобные обстоятельства могут потребовать принятия мер для замедления реакции минерализации. Такими мерами могут быть, например, снижение концентрации H₂S в инжектируемом рассоле (геотермальной воде) и, соответственно, снижение перенасыщения рассола (геотермальной воды) осаждающимися сульфидными минералами. С другой стороны, скорость минерализации H₂S может быть слишком медленной для того, чтобы минерализация происходила за время протекания рассола (геотермальной воды) от инъекционной скважины до мониторинговой скважины.

Ответом на это может быть закрытие мониторинговой скважины на некоторое время, но продолжение инъекции H₂S. Это увеличит время удержания в геотермальном резервуаре и обеспечит больше времени для секвестрации H₂S.

Пример 2.

На геотермальной электростанции Хеллишейди в Исландии неконденсирующиеся геотермальные газы (NCG), преимущественно состоят из трех газов: углекислого газа (CO₂), сероводорода (H₂S) и водорода (H₂). Другие газы, такие как азот (N₂), метан (CH₄) и аргон (Ar) также являются частью NCG газов, но лишь в очень малых долях (см.: <http://www.thinkgeoenergy.com/treating-non-condensable-gases-ncg-of-geothermal-plants-experience-by-mannvit/>).

Фракцию неконденсирующегося газа, образовавшуюся в результате процесса конденсации пара из

геотермальной зоны, направили в абсорбционную колонну, где NCG (преимущественно CO₂, H₂S) растворили в воде при повышенном давлении (от 6 бар до 10 бар) и постоянной температуре (от 15°C до 25°C).

Рабочие условия для улавливания водорастворимых газов, включающих сероводород (H₂S) и углекислый газ (CO₂), из геотермальной неконденсирующейся газовой смеси (NCG) с высоким содержанием H₂S и CO₂, указаны ниже:

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Название потока | Геотермальный газ из электростанции | Вода из электростанции | Газ из абсорбционной колонны | Вода с растворенными газами |
| Температура [°C] | 40 | 15 | 15,2 | 15,5 |
| Давление [бар абс.] | 1 | 6 | 6 | 6 |
| Поток жидкости [кг/с] | 0 | 50 | 0 | 50,54 |
| Поток газа [кг/с] | 0,8 | 0 | 0,26 | 0 |

Диапазон:

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Название потока | Геотермальный газ из электростанции | Вода из электростанции | Газ из абсорбционной колонны | Вода с растворенными газами |
| Температура [°C] | 39-41 | 15-20 | 15,2-20,2 | 15,5-20,5 |
| Давление [бар абс.] | 0,9-1,05 | 5-6 | 5-6 | 5-6 |
| Поток жидкости [кг/с] | 0 | 36-56 | 0 | 50,2-55,4 |
| Поток газа [кг/с] | 0,4-0,8 | 0 | 0,26 | 0 |

До 98% сероводорода и примерно 50% углекислого газа растворились в воде и были инжектированы глубоко в подстилающую породу в месте нахождения электростанции, где H₂S и CO₂ минерализовались (см.: <http://www.thinkgeoenergy.com/treating-non-condensable-gases-ncg-of-geothermal-plants-experience-by-mannvit/>).

Специалист в данной области техники поймет, что указанные значения температуры, потока и давления основаны на конкретных условиях геотермальной электростанции Хеллишейди, и что предварительно определенные условия относительно потока газа и температуры могут быть иными. Сходным образом, специалист в данной области техники поймет, что соответствующий поток воды должен находиться в определенном соотношении с фактическим потоком газа, которое может изменяться в зависимости от используемых давлений и температур.

Пример 3.

Представленная серия экспериментов также была выполнена на геотермальной электростанции в Хеллишейди, Исландия.

Подповерхностные горные породы в месте инъекции состоят из оливин-толеитовых базальтов, которые являются относительно проницаемыми с оценочной пористостью, лежащей в диапазоне от 8% до 10% и отличаются большим количеством разломов, повышающих проницаемость, на глубинах, превышающих 800 м. Температура на глубине порядка 2000 м в целевом резервуаре-накопителе кислого газа лежит в диапазоне от 220 до 260°C.

CO₂ и H₂S растворили в воде и смесь выпустили на глубине, равной 750 м. Смесь CO₂/H₂S/H₂O от точки выброса дошла по инъекционной скважине до глубины, лежащей в диапазоне от 1900 до 2200 м, где она выделилась в подповерхностные горные породы. Эта объединенная жидкость затем потекла по градиенту гидравлического давления к мониторинговым скважинами, расположенным на расстоянии от 0,9 км до 1,5 км от инъекционной скважины на глубине от 1900 до 2200 м.

В течение периода времени, равного 1 году, в общей сложности инжектировали 4526 тонн CO₂ и 2536 тонн H₂S. Поведение инжектированной газовой смеси контролировали посредством регулярного отбора образцов из трех мониторинговых скважин, расположенных на расстоянии 984 м, 1356 м и 1482 м ниже по течению от инъекционной скважины на глубинах основных водоносных слоев, то есть на глубине от примерно 1900 до 2200 м. На этих глубинах текучая среда в резервуаре является однофазной водной текучей средой с температурой, лежащей в диапазоне от 266 до 277°C, поскольку гидростатиче-

ское давление выше, чем давление насыщения жидкость-пар у воды. При подъеме воды по мониторинговым скважинам она закипает, поскольку давление снижается. Вследствие этого образцы пара и воды получали раздельно при давлении, лежавшем в диапазоне от 5,7 до 9,3 бар, в верхней части каждой мониторинговой скважины. Образцы для определения растворенного неорганического углерода (DIC; от англ.: dissolved inorganic carbon) и сероводорода (H_2S), а также CO_2 и H_2S в паровой фазе получали и анализировали так, как описано в публикации Arnorsson et al. (2006) *Geofluids* 6, 203-216.

Долю минерализации инжектированного газа рассчитывали посредством сравнения измеренных концентраций DIC в воде и растворенной серы (DS; от англ.: dissolved sulfur) в образцах из мониторинговых скважин с теми же значениями, рассчитанными для случая, когда принимали, что под поверхностью происходят только разбавление и смешивание, но не происходят химические реакции.

Разница между рассчитанными и измеренными значениями DIC и DS показала, что более 50% инжектированного CO_2 и 76% инжектированного H_2S минерализовались.

Пример 4.

Представленная серия экспериментов также выполнена на геотермальной электростанции в Хеллишейди, Исландия. Систему эксплуатировали в условиях, описанных в примере 2.

В течение 153 дней воду с растворенными CO_2 (от 4095 до 6388 мг/л) и H_2S (от 1933 до 3811 мг/л) с объемной скоростью, лежавшей в диапазоне от 0,9 до 1,4 л/с, использовали для модификации потока рН геотермального рассола (геотермальной воды) с объемной скоростью, лежавшей в диапазоне от 18 до 20 л/с. Концентрация CO_2 и H_2S в рассоле (геотермальной воде) с модифицированным рН составляла от 254 до 448 мг/л и от 170 до 305 мг/л, соответственно, при рН, лежавшем в диапазоне от 5,5 до 6,7. Смесь с температурой, равной 117°C, пропускали через теплообменник и охлаждали до 60°C, при этом контролировали падение давления в теплообменнике и количество твердых отложений, которое определяли посредством взвешивания теплообменника до и после эксперимента. Не наблюдали падения давления в теплообменнике, а измеренное количество твердых отложений было равно 2 мкг/л. Для сравнения через теплообменник пропускали необработанный геотермальный рассол (геотермальную воду) в течение 53 дней при той же объемной скорости и перепаде температуры. Эксперимент не удалось продолжить, так как теплообменник закупорился при измеренном количестве твердых отложений, равном 111 мкг/л.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ удаления по меньшей мере части сероводорода (H_2S) и по меньшей мере 50% углекислого газа (CO_2) из неконденсирующейся газовой (NCG) смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, включающий стадии, на которых:

повышают давление указанной NCG смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, до давления от 6 до 20 бар, и

приводят в контакт поток указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, с потоком (W2) воды, давление которого составляет от 6 до 23 бар, и расход которого в кг/с в 24-280 раз превышает расход указанной газовой смеси (G1) в кг/с,

проводят абсорбцию по меньшей мере части указанного H_2S и по меньшей мере 50% указанного CO_2 из указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, в указанный поток (W2) воды, и за счет этого

отделяют указанную по меньшей мере часть указанного H_2S и по меньшей мере 50% указанного CO_2 от по меньшей мере части указанного по меньшей мере одного из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar и получают поток (W4) воды, обогащенный растворенными H_2S и CO_2 по сравнению с указанным потоком (W2) воды, и поток (G3) находящегося под повышенным давлением газа, который был обеднен на по меньшей мере часть H_2S и по меньшей мере 50% CO_2 по сравнению с указанной NCG смесью (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar,

переносят указанный поток (W4) воды, обогащенный растворенными H_2S и CO_2 :

или в инъекционную скважину для инъекции указанного потока (W4) воды в геологический резервуар,

или в систему для инъекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования указанного потока (W4) воды в качестве средства для регулирования рН указанного потока (W5) воды.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что давление указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, составляет от 6 до 12 бар, предпочтительно от 7 до 11 бар, более предпочтительно 7, или 8, или 9, или 10, или 11 бар.

3. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что температура указанной NCG смеси (G1), содержащей H_2S и CO_2 и также по меньшей мере один из H_2 , N_2 , CH_4 и/или Ar, составляет от 30 до 60°C, предпочтительно от 35 до 50°C, более предпочтительно от 39 до 41°C, особенно предпочтительно 40°C.

4. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что температура указанного по-

тока (W2) воды составляет от 4 до 40°C, предпочтительно от 6 до 35°C, более предпочтительно от 8 до 30°C, или от 10 до 25°C, или от 12 до 20°C, или от 13 до 17°C, особенно предпочтительно 15°C.

5. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что расход указанной NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, составляет от 0,2 до 1,5 кг/с, предпочтительно от 0,25 до 1,45 кг/с, более предпочтительно от 0,4 до 1,4 кг/с, особенно предпочтительно 1 кг/с.

6. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что расход указанного потока (W2) воды составляет от 36 до 56 кг/с, предпочтительно от 45 кг/с до 55 кг/с, более предпочтительно от 48 до 52 кг/с, особенно предпочтительно 50 кг/с.

7. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что указанная NCG смесь (G1), содержащая H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, является геотермальной неконденсирующейся газовой смесью.

8. Система для удаления способом по п.1 по меньшей мере части сероводорода (H₂S) и по меньшей мере 50% углекислого газа (CO₂) из неконденсирующейся газовой (NCG) смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, содержащая по меньшей мере следующее:

средства для повышения давления указанной NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, до давления от 6 до 20 бар, и

средства для приведения в контакт потока указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, с потоком (W2) воды, давление которого составляет от 6 до 23 бар и расход которого в кг/с в 24-280 раз превышает расход указанной газовой смеси (G1) в кг/с,

средства для абсорбции по меньшей мере части указанного H₂S и по меньшей мере 50% указанного CO₂ из указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, в указанный поток (W2) воды, за счет чего происходит отделение по меньшей мере части указанного H₂S и по меньшей мере 50% указанного CO₂ от по меньшей мере части указанного по меньшей мере одного из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, и получение потока (W4) воды, обогащенного растворенными H₂S и CO₂ по сравнению с указанным потоком (W2) воды, и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа, который был обеднен на по меньшей мере часть H₂S и по меньшей мере 50% CO₂ по сравнению с указанной NCG смесью (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar,

средства для переноса указанного потока (W4) воды, обогащенного растворенными H₂S и CO₂:

или в инжекционную скважину для инжекции указанного потока (W4) воды в геологический резервуар,

или в систему для инжекции потока (W5) воды в геологический резервуар для использования указанного потока (W4) воды в качестве средства для регулирования pH потока (W5) воды.

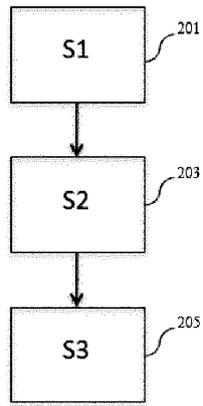
9. Система по п.8, отличающаяся тем, что

средства для приведения в контакт потока указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, с потоком (W2) воды, и

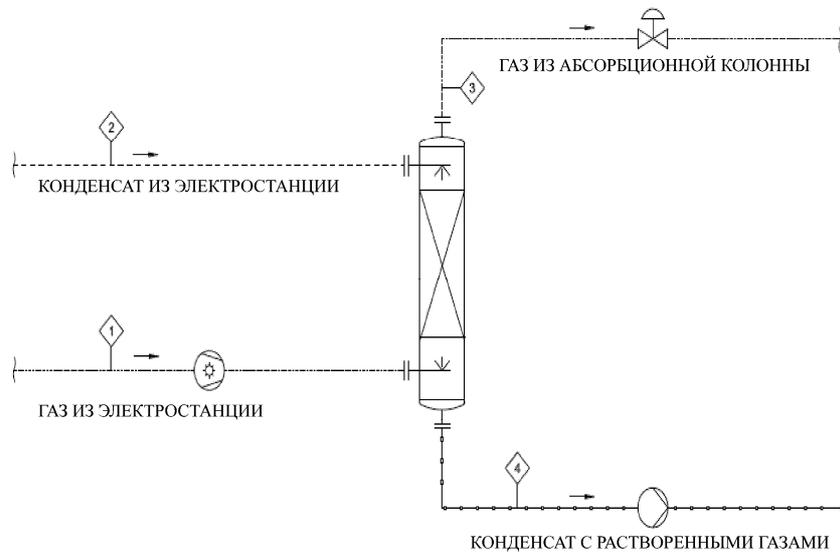
средства для абсорбции по меньшей мере части указанного H₂S и по меньшей мере 50% указанного CO₂ из указанной находящейся под повышенным давлением NCG смеси (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, в указанный поток (W2) воды, за счет чего происходит отделение по меньшей мере части указанного H₂S и по меньшей мере 50% указанного CO₂ от по меньшей мере части по меньшей мере одного из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar и получение потока (W4) воды, обогащенного растворенными H₂S и CO₂ по сравнению с указанным потоком (W2) воды, и потока (G3) находящегося под повышенным давлением газа, который был обеднен на по меньшей мере часть H₂S и по меньшей мере 50% CO₂ по сравнению с указанной NCG смесью (G1), содержащей H₂S и CO₂ и также по меньшей мере один из H₂, N₂, CH₄ и/или Ar, являются абсорбционной колонной.

| Местоположение | Мощность (ГВт.ч) | CO ₂ (тонн/год) | H ₂ S (тонн/год) |
|----------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Свартсенги | 363.8 | 34,733 | 659 |
| Рейкьянес | 849.3 | 25,571 | 927 |
| Несьявеллир | 1028.2 | 15,412 | 10,275 ^[11] |
| Хеллишейди | 780.2 | 24,211 | 6,902 ^[11] |
| Крафла | 526.1 | 49,418 | 5,309 |
| Намафьялл | 18.9 | 2,016 | 1,223 |

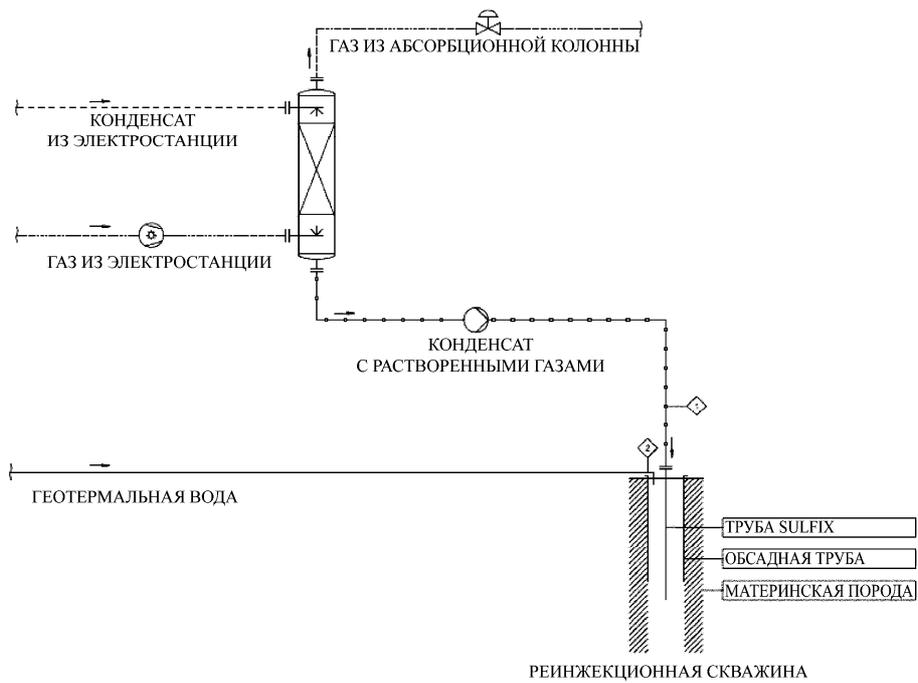
Фиг. 1



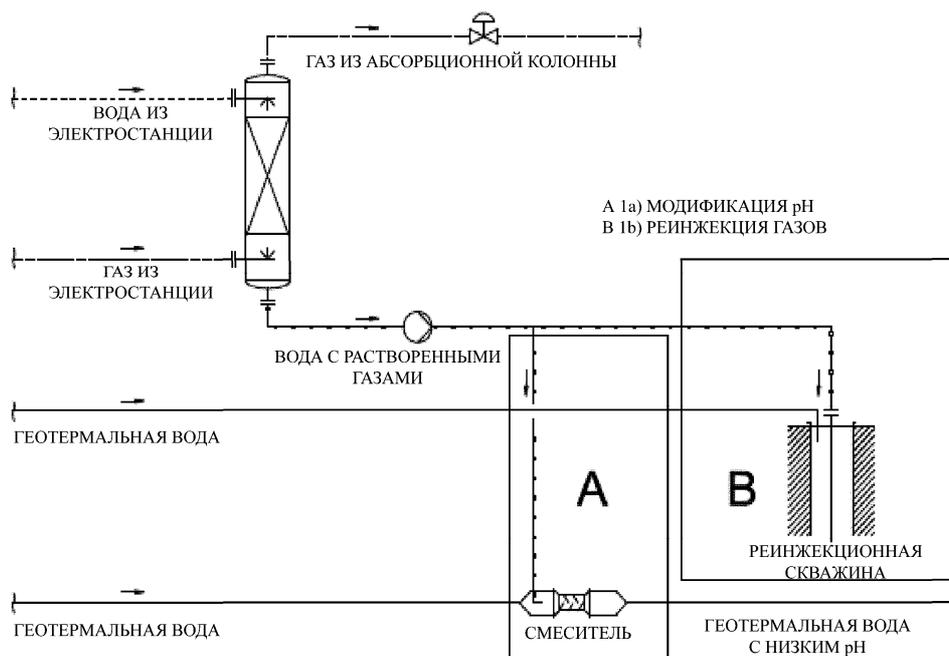
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5

