

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **026113**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2017.03.31

(51) Int. Cl. **B01D 53/00** (2006.01)

(21) Номер заявки
201290682

(22) Дата подачи заявки
2010.11.30

(54) **УДАЛЕНИЕ КИСЛОТНЫХ ГАЗОВ ИЗ ГАЗОВОГО ПОТОКА ПРИ УЛАВЛИВАНИИ И ИЗОЛИРОВАНИИ CO₂**

(31) **61/297,529**

(56) US-A1-20080107581
US-A1-20080034789
US-A-4336233
US-A1-20030047309
WO-A1-2002032536
WO-A1-2009029353
US-A1-20090092524
US-A1-20060239879
US-A1-20060178259

(32) **2010.01.22**

(33) **US**

(43) **2013.01.30**

(86) **PCT/US2010/058395**

(87) **WO 2011/090553 2011.07.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ
КОМПАНИ (US)**

(72) Изобретатель:
**Нортроп Пол С., Андерсон Роббин
Брюс (US)**

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(57) Предлагается агрегат переработки газа для переработки углеводородного газового потока. Углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода. Агрегат переработки газа включает агрегат удаления кислотного газа для разделения углеводородного газового потока на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода. Агрегат переработки газа также включает установку извлечения серы по Клаусу, которая производит хвостовые газы, и установку обработки хвостовых газов для приема хвостовых газов. В различных вариантах осуществления агрегат переработки газа улавливает CO₂ из хвостовых газов и нагнетает его под давлением в глубинный коллектор. Также предлагается и способ переработки углеводородного газового потока, такой, чтобы улавливать и нагнетать в глубинный коллектор дополнительное количество CO₂.

B1**026113****026113****B1**

Перекрестная ссылка на родственную заявку

Данная заявка заявляет преимущество предварительной патентной заявки США 61/297529, поданной 22 января 2010 года и озаглавленной "REMOVAL OF ACID GASES FROM A GAS STREAM, WITH CO₂ CAPTURE AND SEQUESTRATION", которая во всей своей полноте посредством ссылки включается в настоящий документ.

Предпосылки изобретения

Данный раздел предполагает включение различных аспектов современного уровня техники, которые могут быть связаны с примерами вариантов осуществления настоящего описания изобретения. Данное обсуждение, как представляется, содействует формированию концепции, облегчающей лучшее понимание конкретных аспектов настоящего описания изобретения. В соответствии с этим необходимо понимать то, что данный раздел должен быть прочтен в данном свете и не обязательно в порядке признания предшествующего уровня техники.

Область техники.

Изобретение относится к сфере разделения текучих сред. Говоря более конкретно, настоящее изобретение относится к удалению серосодержащих компонентов из потока углеводородных текучих сред и к извлечению диоксида углерода, связанного с потоком углеводородной текучей среды.

Обсуждение технологии.

Добыча неочищенного природного газа из коллектора зачастую влечет за собой случайную добычу неуглеводородных газов. Такие газы могут включать следовые количества гелия или азота. Такие газы также могут включать загрязнители, такие как диоксид углерода (CO₂) или различные серосодержащие соединения. Серосодержащие соединения могут включать сероводород (H₂S), карбонилсульфид (COS), сероуглерод (CS₂), меркаптаны, органические сульфиды и тиофены.

В случае добычи H₂S и CO₂ в качестве части углеводородного газового потока (такого как метан или этан) газовый поток иногда будут называть "кислым газом". Кислый газ до того, как его отправят дальше по ходу технологического потока для последующей переработки или продажи, обычно подвергают обработке для удаления CO₂, H₂S и других загрязнителей. Удаление кислотных газов приводит к получению "нейтрализованного" углеводородного газового потока. После этого нейтрализованный газовый поток может быть использован в качестве экологически приемлемого топлива, или же он может быть охлажден для получения сжиженного природного газа или СПГ в целях транспортирования и последующего промышленного или бытового использования.

Было разработано несколько способов удаления загрязнителей из углеводородного газового потока. Один широко используемый подход к обработке неочищенного природного газа включает использование физических растворителей. Одним примером физического растворителя является продукт Selexol®. Selexol® представляет собой торговое наименование продукта для обработки газа от компании Union Carbide, которая представляет собой дочернюю компанию компании Dow Chemical Company. Растворитель Selexol™ представляет собой смесь из диметилловых эфиров и полиэтиленгликолей. Одним примером одного такого компонента является диметокситетраэтиленгликоль. В случае охлаждения, а после этого предварительного насыщения растворителя Selexol™ при использовании CO₂ растворитель Selexol™ будет селективным по отношению к H₂S.

Еще один подход к обработке неочищенного природного газа включает использование химических растворителей. Одним примером химического растворителя является амин, селективный по отношению к H₂S. Амины, селективные по отношению к H₂S, включают метилдиэтаноламин (МДЭА) и семейство аминов Flexsorb®. Амины Flexsorb® представляют собой предпочтительные химические растворители для селективного удаления H₂S из газовых потоков, содержащих CO₂. Амины Flexsorb® используют относительно быструю скорость абсорбирования H₂S по сравнению с абсорбированием CO₂. Молекула пространственно затрудненных аминов способствует предотвращению образования карбаматов.

Растворители на аминовой основе базируются на химической реакции с компонентами кислотного газа в углеводородном газовом потоке. Способ реакции иногда называют "нейтрализацией газа". Такие химические реакции в общем случае являются более эффективными по сравнению с растворителями на физической основе, в частности, при давлениях подаваемого газа, меньших чем приблизительно 300 фунт/дюйм² (абс.) (2,07 МПа). В данном отношении удаление H₂S на аминовой основе может быть проведено при низком давлении.

Для удаления кислотных компонентов также использовали и гибридные растворители. Гибридные растворители используют смесь из физических и химических растворителей. Одним примером гибридного растворителя является продукт Sulfinol®.

Использование вышеупомянутых растворителей включает необязательное охлаждение неочищенного природного газа, а после этого его перемешивание с "обедненным" растворителем в емкости контактора. В случае включения в растворитель химического растворителя емкость контактора может быть названа емкостью абсорбера или контактной колонной. В данном случае химический растворитель абсорбирует кислотные компоненты. Например, удаление сероводорода при использовании селективного амина может быть осуществлено в результате введения необязательно обезвоженного и необязательно

охлажденного потока неочищенного природного газа в контакт с химическим растворителем в емкости абсорбера.

Традиционно удаление кислотных газов при использовании химических растворителей включает противоточное введение потока неочищенного природного газа в контакт с растворителем. Поток неочищенного газа вводят в нижнюю секцию контактной колонны. В то же самое время раствор растворителя направляют в верхнюю секцию колонны. Колонна включает тарелки, насадку или другую "внутреннюю оснастку". По мере прохождения жидкого растворителя каскадом по внутренней оснастке он абсорбирует нежелательные компоненты кислотного газа, унося их до низа контактной колонны в виде части раствора "обогащенного" растворителя. В то же самое время газообразная текучая среда, которая в основном истощается по H_2S и/или CO_2 , выходит из верха колонны.

В вышеупомянутом способе нейтрализованный газовый поток содержит главным образом метан совместно с меньшим количеством диоксида углерода. Данный "нейтральный" газ вытекает из верха контактора или абсорбера. Подвергнутый обработке "нейтральный" газ может быть подвергнут дополнительной переработке, такой как в целях извлечения жидкостей, или реализован с отправлением в трубопровод в случае концентрации CO_2 , меньшей чем, например, приблизительно 2% (об.). В дополнение к этому, нейтрализованный газовый поток может быть использован в качестве исходного сырья для способа получения синтетического жидкого топлива, а после этого, в конечном счете, использован для получения восков, бутанов, смазок, гликолей и других продуктов на нефтяной основе.

Как отмечалось, способ с применением растворителя также приводит к получению потока "обогащенного" растворителя, содержащего растворитель и кислотные компоненты. Обогащенный растворитель может быть регенерирован в результате отгонки кислотных компонентов, что делает его еще раз обедненным для того, чтобы растворитель можно было бы отправить на рецикл. Способ регенерации также иногда называют "десорбированием" и используют для отделения кислотных газов от активного растворителя жидкого абсорбента. То, что остается, представляет собой поток концентрированных кислотных примесей, содержащий серосодержащие соединения и некоторое количество диоксида углерода.

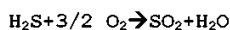
Использование растворителей для способов разделения газов создает проблему в отношении утилизации отделенных серосодержащих загрязнителей. В случае присутствия в кислотном газе ощутимых уровней содержания соединений серы он должен быть определенным образом введен в реакцию для получения неопасного побочного продукта, такого как элементарная сера, или определенным образом изолирован. В некоторых случаях концентрированный кислотный газ (состоящий главным образом из H_2S при некотором содержании CO_2) отправляют в установку извлечения серы ("УИС"). Установка УИС превращает H_2S в безвредную элементарную серу. Имеется множество существующих установок, в которых H_2S превращают в серу и хранят.

В то время как серу хранят на земле, газообразный диоксид углерода зачастую стравливают из емкости абсорбера в атмосферу. Однако практика стравливания CO_2 в атмосферу иногда является нежелательной. Одно предложение по сведению выбросов CO_2 к минимуму заключается в способе, называемом нагнетанием кислотного газа ("НКГ"). Способ НКГ означает то, что нежелательные кислые газы повторно нагнетают в подземный пласт под давлением непосредственно после удаления кислотного газа.

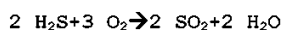
Нагнетание кислотного газа представляет собой относительно новую технологию, которую реализуют на практике в больших масштабах только в ограниченном количестве областей применения. Способ НКГ требует доступности подходящего для использования подземного коллектора в сочетании со значительным компримированием. CO_2 и H_2S необязательно можно нагнетать и изолировать совместно.

В некоторых случаях нагнетаемый кислотный газ используют для создания искусственного давления в коллекторе для проведения операций методов повышения нефтеотдачи. Это означает то, что кислотные компоненты используются в качестве смешиваемой добавки из методов повышения нефтеотдачи (МПНО) для добычи дополнительного количества нефти. Это будет в особенности привлекательным в случае кислотного газа, образованного главным образом из диоксида углерода. В случае объема и/или концентрации H_2S , чрезмерно высоких для кандидата в нагнетаемые коллекторы, основную массу H_2S до реализации способа НКГ еще раз потребуется превратить в элементарную серу.

В любом случае известным типом способа извлечения серы, который превращает H_2S в элементарную серу, является способ Клауса. В способе Клауса одну треть сероводорода (и других серосодержащих компонентов) сжигают при использовании воздуха в печи реактора до получения SO_2 (и некоторого количества элементарной серы). Это способ окисления, реализуемый в соответствии со следующей далее реакцией:



или



Это сильно экзотермическая реакция, которая генерирует диоксид серы. В данный момент в способ может поступать существенное количество азота, но оно не принимает участия в химической реакции. В результате нагревания и окисления протекает последующая реакция, известная под наименованием реак-

ции Клауса:



Как можно видеть, в данной реакции образуются сера и вода. Серу и воду доставляют в конденсатор. Элементарную серу высвобождают из конденсатора в виде жидкого расплава. После этого жидкий серосодержащий расплав может быть заморожен для получения любого количества форм.

Реакция Клауса лимитируется равновесием, то есть, другими словами, реакция в общем случае не идет до завершения, хотя возможны и высокие степени превращения, то есть большие чем 95%. Чем более высокой будет первоначальная концентрация H_2S в кислотном газовом потоке, тем более эффективным будет способ удаления серы Клауса. В любом случае некоторое количество непрореагировавших H_2S и SO_2 остается. Данные газы повторно нагревают и перепускают в каталитический реактор, содержащий катализатор на основе оксида алюминия или диоксида титана. Катализатор облегчает дополнительное прохождение реакции между H_2S и SO_2 с образованием дополнительного количества элементарной серы. Данное следствие конденсации серы, повторного нагревания газа и перепуска его в каталитический реактор может быть повторено еще один или два раза для достижения желательного уровня извлечения серы.

Общий способ операции извлечения серы по Клаусу схематически продемонстрирован на фиг. 1. Фиг. 1 демонстрирует известную установку извлечения серы 100. Установка извлечения серы 100 функционирует, превращая сероводород и другие серосодержащие компоненты в элементарную серу. Элементарная сера, как это продемонстрировано, образует постепенно нарастающие отложения из установки 100 в линиях 150', 150", 150'''.

Для реализации способа Клауса кислотный газовый поток, содержащий H_2S , направляют в установку 100. Кислотный газовый поток продемонстрирован в линии 110. Кислотный газовый поток 110 вводят в печь реактора 120 совместно с потоком воздуха 115. Здесь одну треть сероводорода (и других серосодержащих компонентов) сжигают при использовании воздуха 115 до получения SO_2 (и некоторого количества элементарной серы) в соответствии с предложенной выше первой реакцией. Печь реактора 120 функционирует при давлениях в диапазоне приблизительно от 10 до 15 фунт/дюйм² (изб.) (от 68,9 до 103,4 кПа (изб.)) и обычно при температурах, больших чем 850°C.

Печь реактора 120 работает совместно котлом-утилизатором 125 в качестве части "тепловой секции" способа Клауса. Котел-утилизатор 125 рекуперировывает тепло из реактора 120 в целях выработки водяного пара. В соответствии с вышеупомянутой второй реакцией образуются сера и водяные пары.

Как продемонстрировано на фиг. 1, комбинация из серы и воды покидает котел-утилизатор 125 по линии 122. После этого серу и воду в линии 122 направляют в первый конденсатор 130'. В конденсаторе 130' элементарная сера конденсируется из газовой фазы. Серу высвобождают из первого конденсатора 130' в первой линии серы 150'. Сера в линии серы 150' первоначально находится в фазе жидкого расплава, но превращается в твердую фазу во время охлаждения в способе по ходу технологического потока дальше.

По опыту реакция Клауса не превращает все количество H_2S и SO_2 в элементарную серу. Это означает сохранение непрореагировавших H_2S и SO_2 . Для достижения дополнительного превращения непрореагировавших H_2S и SO_2 (совместно с CO_2 , N_2 и парами H_2O) высвобождают из первого конденсатора 130' через верхнюю линию 132'. Высвобожденные газы в верхней линии 132' нагревают в подогревателе 140' выше точки росы серы. Нагретый поток H_2S , SO_2 и других газов высвобождают из подогревателя 140' через линию 142'. Нагретый поток H_2S и других газов в линии 142' вводят в конвертер или "реактор" 144', содержащий катализатор на основе оксида алюминия или диоксида титана. Катализатор облегчает дальнейшее прохождение реакции между H_2S и SO_2 с образованием дополнительного количества элементарной серы.

Элементарная сера проходит через линию 146' во второй конденсатор 130". Элементарная сера конденсируется из газовой фазы линии 146' и высвобождается через вторую линию серы 150" в виде жидкого расплава. Данное следствие конденсирования серы, повторного нагревания газа и перепуска его в каталитический реактор необязательно может быть повторено еще один или два раза для достижения желательного уровня извлечения серы. На фиг. 1 второй подогреватель продемонстрирован в позиции 140", второй поток нагретых H_2S и SO_2 продемонстрирован в позиции 142", второй реактор продемонстрирован в позиции 144", и третий конденсатор продемонстрирован в позиции 130'''. Третий конденсатор 130''' проводит конденсацию для третьей линии серы 150'''.

Даже после прохождения через каталитические ступени может иметь место чрезмерно много непрореагировавших H_2S и SO_2 . Обычно будут сохраняться от 1 до 3 об.% данных газов. Данный уровень процентного содержания обычно считается чрезмерно высоким для сжигания и высвобождения в атмосферу. Данный остаточный серосодержащий газовый поток называют "хвостовыми газами". Хвостовые газы будут содержать не только непрореагировавшие H_2S и SO_2 , но также могут содержать и CO_2 и N_2 из воздуха для горения. Хвостовые газы продемонстрированы в линии 160, выходящей из третьего конденсатора 130'''. Само собой разумеется то, что хвостовые газы 160 могут относиться к линии 132" в случае неиспользования второго подогревателя 140", второго реактора 144" и третьего конденсатора 130'''.

Некоторые правительственные органы требуют реализации эффективности извлечения серы, большей чем 97 или 98%. Для достижения данного уровня удаления серы хвостовые газы 160 должны быть

подвергнуты обработке. Это осуществляют в установке обработки хвостовых газов или "УОХГ". Для установки УОХГ разработано несколько опций обработки "хвостовых газов".

Фиг. 2 демонстрирует в схематической компоновке известный агрегат обработки газа и извлечения серы 200. Агрегат 200 включает агрегат удаления кислотного газа 220 с последующей установкой извлечения серы Клауса 230. Агрегат 200 также включает установку обработки хвостовых газов 240.

На фиг. 2 поток неочищенного газа 210 сначала продемонстрирован поступающим в агрегат удаления кислотного газа 220. Газовый поток 210 может представлять собой, например, неочищенный природный газ с операции добычи углеводородов. Для областей применения обработки природного газа предпочитается демонстрация газовым потоком 210 давления, равного по меньшей мере 100 фунт/дюйм² (изб.) (689 кПа (изб.)), а более часто по меньшей мере 500 фунт/дюйм² (изб.) (3450 кПа (изб.)). Несмотря на предусматривание в общем случае обусловленности по меньшей мере части давления газа давлением газового потока 210, поступающего в агрегат обработки газа 200 из глубинного коллектора, необходимо также признать то, что давление может быть увеличено при использовании одного или нескольких компрессоров (не показаны).

Также необходимо понимать то, что поток неочищенного природного газа 210 перед подачей в агрегат удаления кислотного газа 220 обычно подвергают обезвоживанию. Это может быть осуществлено при использовании гликоля. Также желательно сохранять газовый поток 210 чистым для предотвращения вспенивания жидкого растворителя в ходе способа обработки кислотного газа в системе удаления кислотного газа 220. Поэтому поток неочищенного природного газа 210 обычно перепускают через впускной сепаратор и коагулятор (не показаны) для отфильтровывания примесей, таких как соляной раствор и буровые растворы. Сепаратор и коагулятор также будут удалять любые сконденсированные углеводороды. Также может иметь место и определенное отфильтровывание частиц.

Газовый поток 210 содержит по меньшей мере один углеводородный газовый компонент, главным образом метан. В дополнение к этому газовый поток 210 содержит по меньшей мере один кислотный газ. Примерами кислотного газа являются сероводород и диоксид углерода. Поток природного газа в особенно в "кислой" сфере может содержать, например, от 10 до 40% H₂S и/или от 5 до 10% CO₂ совместно с метаном и возможно более тяжелыми углеводородными компонентами, такими как этан или пропан.

Агрегат удаления кислотного газа 220 функционирует, отделяя компоненты кислотного газа от углеводородных газов. Это может быть осуществлено, например, при использовании обсуждавшихся выше различных способов реакции с растворителем. В альтернативном варианте, может быть использован способ криогенного разделения, такой как в случае использования способа Controlled Freeze Zone™ (CFZ), созданного и используемого в компании ExxonMobil Upstream Research Company. Способ CFZ™ использует предрасположенность диоксида углерода к образованию твердых частиц при обеспечении образования замороженных частиц CO₂ и H₂S в открытой части дистилляционной колонны, а после этого улавливания частиц на тарелке расплава. В результате в вершине колонны образуется чистый метановый поток (совместно с любыми количествами азота или гелия, присутствующими в неочищенном газе), в то время как в низу колонны образуется холодный жидкий поток CO₂/H₂S. Определенные аспекты способа CFZ™ и связанного с ним оборудования описываются в патенте США № 4533372; патенте США № 4923493; патенте США № 5062270; патенте США № 5120338; и патенте США № 6053007.

На фиг. 2 поток нейтрализованного газа продемонстрирован покидающим сверху агрегат удаления кислотного газа 220. Это продемонстрировано в линии 222. В дополнение к этому кислотный газовый поток продемонстрирован покидающим агрегат удаления кислотного газа 220 в виде нижнего потока. Это продемонстрировано в линии 224. Кислотный газовый поток в линии 224 содержит главным образом диоксид углерода и сероводород. Кислотный газовый поток поступает в агрегат извлечения серы Клауса 230. Агрегат извлечения серы по Клаусу 230 выполняет функцию установки УИС.

Как обсуждалось выше в связи с фиг. 1, агрегат извлечения серы по Клаусу 230 функционирует, разлагая серосодержащие компоненты в кислотном газовом потоке с образованием элементарной серы. На фиг. 2 поток элементарной серы продемонстрирован покидающим установку УИС Клауса 230 в позиции 232. Поток хвостовых газов также покидает установку УИС Клауса 230 через линию 234.

Поток хвостовых газов 234 направляют в установку УОХГ. Установка УОХГ продемонстрирована в позиции 240. В установке УОХГ поток хвостовых газов 234 "очищают". В компоновке фиг. 2 сероводород направляют из установки УОХГ 240 и отправляют на рецикл обратно на передний край установки извлечения серы по Клаусу 230. Это продемонстрировано в линии 242. Остальные продукты, состоящие главным образом из азота и диоксида углерода, направляют в инсинератор 250 через линию 244. Следовые количества H₂S сжигают и стравливают в атмосферу совместно с азотом и диоксидом углерода через линию стравливания 252.

Как отмечалось, для установки УОХГ разработали различные опции обработки хвостовых газов. Например, в компании Shell используют способ Shell Claus Offgas Treating (SCOT). В данном случае хвостовые газы гидрируют для превращения SO₂ и меркаптанов в потоке хвостовых газов в H₂S. Это осуществляют в результате использования генератора восстановительного газа (ГВГ) и последующего кобальт-молибденового (Co-Mo) каталитического слоя. Данный способ продемонстрирован и описан с дополни-

тельными подробностями ниже в связи с фиг. 3А.

Продукция способа SCOT представляет собой H_2S совместно с некоторым количеством CO_2 , что отправляют на рецикл обратно в установку извлечения серы Клауса 230. Однако в способе SCOT основная часть CO_2 обязательно проходит через установку УОХГ 240 и переходит в инсинератор 250 и стравливается в атмосферу совместно с N_2 . Линия стравливания опять-таки продемонстрирована в позиции 252.

Желательным является предложение улучшенной установки обработки хвостовых газов, которая уменьшает или сводит к минимуму количество CO_2 , стравливаемого в атмосферу. Кроме того, желательным является существенное уменьшение выбросов CO_2 из установки обработки хвостовых газов в результате улавливания повышенных уровней содержания CO_2 из установки обработки хвостовых газов и нагнетания CO_2 в коллектор, необязательно для операций методов повышения нефтеотдачи.

Краткое изложение изобретения

Сначала предлагается агрегат переработки газа для переработки углеводородного газового потока. Углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода. В различных вариантах осуществления агрегат переработки газа улавливает CO_2 и компримирует его для нагнетания в глубинный коллектор.

Агрегат переработки газа включает агрегат удаления кислотного газа. Агрегат удаления кислотного газа разделяет углеводородный газовый поток на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) первый кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода.

Агрегат переработки газа также включает установку извлечения серы по Клаусу. Установка извлечения серы по Клаусу принимает кислотный газовый поток и разделяет первый кислотный газовый поток на (i) жидкий поток элементарной серы и (ii) хвостовые газы, содержащие кислотные газовые примеси.

Агрегат переработки газа дополнительно включает установку обработки хвостовых газов. Установка обработки хвостовых газов принимает хвостовые газы и разделяет хвостовые газы на (i) верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора. Предпочтительно в емкости абсорбера используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты. Данным образом основное количество сероводорода и диоксида углерода, поступающих из установки обработки хвостовых газов, абсорбируют в емкости абсорбера и высвобождают из емкости абсорбера в емкость регенератора в виде потока обогащенного растворителя.

В одном аспекте амин включает диэтаноламин (ДЭА), диизопропаноламин (ДИПА), моноэтанол (МЭА) или их комбинации. В еще одном аспекте амин включает метилдиэтаноламин (МДЭА). Амин МДЭА активируют для облегчения абсорбирования CO_2 . Например, амин может быть активирован при использовании пиперазина для уменьшения уровней содержания H_2S при одновременном все еще высвобождении CO_2 .

Агрегат переработки газа может дополнительно включать инсинератор. Инсинератор принимает верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера для сжигания и стравливания в атмосферу. В идеальном случае верхний поток побочных продуктов содержит очень мало CO_2 .

В дополнение к этому агрегат переработки газа включает компрессорную станцию. Компрессорная станция принимает второй кислотный газовый поток из емкости регенератора и создает давление для второго кислотного газового потока в целях нагнетания в глубинный коллектор. В одном аспекте для передачи второго кислотного газового потока от компрессорной станции в глубинный коллектор предусматривается множество скважин нагнетания кислотного газа. В одном случае верхний газовый поток используют для проведения операций методов повышения нефтеотдачи.

В одном варианте осуществления агрегата переработки газа часть первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа также отправляют в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления. После этого часть кислотного газового потока нагнетают в глубинный резервуар совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора.

Предпочтительно агрегат переработки газа также включает агрегат обогащения кислотного газа. Агрегат обогащения кислотного газа принимает кислотный газовый поток из агрегата удаления кислотного газа и разделяет кислотный газовый поток на (i) на верхний поток, обогащенный по CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенного по H_2S . В данном случае кислотный газовый поток, принимаемый установкой извлечения серы по Клаусу, является потоком кислотного газа, обогащенного по H_2S . Кроме того, верхний поток, обогащенный по CO_2 , направляют из агрегата обогащения кислотного газа в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора.

Также предлагается способ переработки углеводородного газового потока. Способ делает возможным улавливание дополнительного количества CO_2 . После этого CO_2 нагнетают в глубинный коллектор. Способ реализуют в агрегате переработки газа.

Способ сначала включает разделение углеводородного газового потока в агрегате удаления кислотного газа. Углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода. Углеводородный газовый поток разделяют на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) первый кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода.

Способ также включает прием кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу.

Кислотный газовый поток разделяют на (i) жидкий поток элементарной серы и (ii) хвостовые газы, содержащие кислотные газовые примеси.

Способ дополнительно включает прием хвостовых газов в установку обработки хвостовых газов. Хвостовые газы разделяют на (i) верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора. Предпочтительно в емкости абсорбера используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты, так что основная часть диоксида углерода, поступающего в установку обработки хвостовых газов, абсорбируется в емкости абсорбера и высвобождается из емкости абсорбера в емкость регенератора совместно с серосодержащими компонентами в виде потока обогащенного растворителя.

Далее способ включает создание давления для второго кислотного газового потока из емкости регенератора в компрессорной станции. После этого способ предусматривает нагнетание второго кислотного газового потока в глубинный коллектор.

В одном аспекте часть кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа отбирают в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор. Часть первого кислотного газового потока нагнетают совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора.

Необязательно способ также включает предусматривание наличия множества скважин нагнетания кислотного газа. Множество скважин нагнетания кислотного газа обеспечивает передачу кислотного газового потока от емкости регенератора в установку обработки хвостовых газов в глубинный коллектор. Это может иметь место в целях изолирования или проведения операций методов повышения нефтеотдачи в глубинном коллекторе.

В одном варианте осуществления способ также включает нагревание потока обогащенного растворителя в теплообменнике до поступления данного потока в емкость регенератора и направление нагретого потока обогащенного растворителя в емкость регенератора.

В еще одном варианте осуществления способ дополнительно включает отделение остаточного амина и конденсированной воды от диоксида углерода и серосодержащих компонентов в кислотном газовом потоке в емкости конденсатора. Остаточный амин и конденсированную воду направляют обратно в емкость регенератора. В данном варианте осуществления второй кислотный газовый поток из емкости регенератора отбирают через емкость конденсатора до доставки CO_2 и H_2S в компрессорную станцию.

Предпочтительно способ дополнительно включает сжигание верхнего потока побочных продуктов из емкости абсорбера. После этого способ включает стравливание потока побочных продуктов сгорания в атмосферу. В идеальном случае поток побочных продуктов содержит незначительное количество CO_2 , так что в атмосферу стравливается меньше CO_2 , чем в известных способах. Необходимо понимать то, что инсинератор также вырабатывает CO_2 .

В одной компоновке агрегат переработки газа дополнительно включает агрегат обогащения кислотного газа для приема первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа и разделения кислотного газового потока на (i) верхний поток, обогащенный по CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенного по H_2S . В данной компоновке способ может дополнительно включать: прием потока кислотного газа, обогащенного по H_2S , в качестве кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу; доставку верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорную станцию; создание давления для верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорной станции; нагнетание верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора установки обработки хвостовых газов.

Краткое описание чертежей

Для того чтобы способ, по которому реализуют настоящее изобретение, мог бы быть понят лучше, к изобретению прилагаются определенные иллюстрации и/или технологические схемы. Однако необходимо отметить то, что чертежи иллюстрируют только избранные варианты осуществления изобретений и поэтому не должны рассматриваться в качестве ограничения объема изобретения, поскольку изобретения могут допускать и другие равным образом эффективные варианты осуществления и области применения.

Фиг. 1 представляет собой схематическое изображение агрегата переработки газа для реализации способа удаления серы в соответствии с реакцией Клауса. Такой агрегат известен на современном уровне техники разделения компонентов текучей среды;

фиг. 2 - схематическое изображение известного агрегата переработки газа для удаления компонентов кислотного газа из потока неочищенного природного газа. Агрегат включает агрегат удаления кислотного газа, агрегат извлечения серы по Клаусу, установку обработки хвостовых газов и инсинератор;

фиг. 3А - схематическое изображение установки обработки хвостовых газов, известной в промышленности переработки газа;

фиг. 3В - схематическое изображение модифицированной установки обработки хвостовых газов настоящего изобретения в одном варианте осуществления;

фиг. 4 - схематическое изображение агрегата переработки газа настоящего изобретения в одном варианте осуществления. В данном случае часть кислотного газа, удаленного из агрегата удаления кислотного газа, отправляют непосредственно в компрессорную станцию для нагнетания кислотного газа;

фиг. 5А - схематическое изображение известного агрегата переработки газа для удаления кислотных газов. В данном случае предусматривается обогащение кислотного газа до перепуска H_2S в установку извлечения серы по Клаусу, при этом диоксид углерода обходит установку извлечения серы по Клаусу и направляется в инсинератор;

фиг. 5В - схематическое изображение агрегата переработки газа для удаления кислотных газов в модифицированном варианте осуществления. В данном случае опять-таки предусматривается обогащение кислотного газа до перепуска H_2S в установку извлечения серы по Клаусу, но теперь диоксид углерода отправляют в компрессорную станцию для нагнетания кислотного газа;

фиг. 6 - технологическую схему, демонстрирующую стадии реализации способа переработки углеводородного газового потока в одном варианте осуществления. Углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода, и способ реализуют в агрегате переработки газа, таком как агрегаты фиг. 4 или 5В.

Подробное описание определенных вариантов осуществления

Определения.

В соответствии с использованием в настоящем документе термин "природный газ" обозначает многокомпонентный газ, полученный из скважины добычи сырой нефти (попутный газ) или из подземного газоносного пласта (непопутный газ). Состав и давление природного газа могут значительно варьироваться. Типичный поток природного газа содержит метан (C_1) в качестве значительного компонента. Поток природного газа также может содержать этан (C_2), более высокомолекулярные углеводороды и один или несколько кислотных газов. Природный газ также может содержать неосновные количества загрязнителей, таких как вода, азот, сульфид железа и воск.

В соответствии с использованием в настоящем документе термин "кислотный газ" обозначает любой газ, который растворяется в воде, приводя к получению кислотного раствора.

Неограничивающие примеры кислотных газов включают сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2), диоксид серы (SO_2), сероуглерод (CS_2), карбонилсульфид (COS), меркаптаны или их смеси.

"Дымовые газы" обозначают любой газовый поток, образованный в качестве побочного продукта сжигания углеводородов.

"Компрессор" обозначает устройство для компримирования газообразной текучей среды, в том числе газопаровых смесей или отработанных газов, и включает насосы, компрессорные турбины, дожимные компрессоры, поршневые компрессоры, ротационные пластинчатые или винтовые компрессоры и устройства и комбинации, способные компримировать газ.

"Методы повышения нефтеотдачи" или "МПНО" обозначают способы улучшения добычи углеводородов из подземных коллекторов. Методики улучшения эффективности вытеснения или эффективности охвата вытеснением могут быть использованы для эксплуатации нефтяного или газового месторождения в результате введения вытесняющих рабочих жидкостей или газа в нагнетательные скважины для проведения углеводородов через коллектор в добычные скважины.

В соответствии с использованием в настоящем документе термины "каталитический" или "катализатор" относятся к материалу, который в определенных условиях по температуре и/или давлению увеличивает скорость специфических химических реакций или исполняет функцию хемисорбента для специфических компонентов потока подаваемого материала.

В соответствии с использованием в настоящем документе термин "текучая среда" обозначает газы, жидкости и комбинации из газов и жидкостей, а также комбинации из газов и твердых веществ и комбинации из жидкостей и твердых веществ.

"Мгновенное испарение" обозначает уменьшение давления жидкости при использовании расширительных устройства или емкости с превращением части жидкости в паровую фазу.

В соответствии с использованием в настоящем документе термины "обедненный" и "обогащенный" в отношении удаления жидким абсорбентом выбранного газового компонента из газового потока относятся, просто подразумевая, соответственно, к меньшим или большим степени или уровню загрузки или содержания выбранного газового компонента и не обязательно указывают или требуют, соответственно, либо полного лишения жидкого абсорбента выбранного газового компонента, либо неспособности абсорбирования им большего количества выбранного газового компонента. Собственно говоря, предпочтается, что будет очевидно в настоящем документе ниже, сохранение у так называемого "обогащенного" жидкого абсорбента, полученного в контакторе, остаточной абсорбционной способности. Наоборот, "обедненный" жидкий абсорбент будет пониматься как способный к дополнительному абсорбированию и может сохранять неосновную концентрацию удаляемого газового компонента.

"Кислый газ" обозначает газ, содержащий нежелательные количества кислотного газа, например, 55 объемных частей на миллион частей (ч./млн (об.)) и более или 500 ч./млн (об.) или 5 об.% и более или 15 об.% и более. По меньшей мере одним примером "кислого газа" является газ, содержащий от приблизительно 2 об.% и более до приблизительно 7 об.% и более кислотного газа.

Термин "промышленное предприятие" обозначает любое предприятие, которое производит газовый поток, содержащий по меньшей мере один углеводород или кислотный газ. Одним неограничивающим примером является работающая на угле тепловая электрическая станция. Еще одним примером является

цементный завод, который производит выбросы CO_2 при низких давлениях.

Термин "жидкий растворитель" обозначает текучую среду, по существу, в жидкой фазе, которая предпочтительно абсорбирует кислотные газы, тем самым обеспечивая удаление или "газоочистку" по меньшей мере для части компонентов кислотного газа из газового потока. Газовым потоком могут быть углеводородный газовый поток или другой газовый поток, такой как газовый поток, содержащий сероводород.

"Нейтрализованный газовый поток" обозначает поток текучей среды, по существу, в газовой фазе, который содержал по меньшей мере часть удаленных компонентов кислотного газа.

В соответствии с использованием в настоящем документе термин "углеводород" обозначает органическое соединение, которое включает главным образом, если не исключительно, элементы водород и углерод. Углеводороды в общем случае распадаются на два класса: алифатические или прямоцепочечные углеводороды и циклические или замкнутокольцевые углеводороды, в том числе циклические терпены. Примеры углеводородсодержащих материалов включают любую форму природного газа, нефти, угля и битума, которые могут быть использованы в качестве топлива или модернизированы для получения топлива.

В соответствии с использованием в настоящем документе термин "углеводородные текучие среды" обозначает углеводород или смеси углеводородов, которые представляют собой газы или жидкости. Например, углеводородные текучие среды могут включать углеводород или смеси углеводородов, которые представляют собой газы или жидкости в пластовых условиях, в условиях переработки или в условиях окружающей среды (15°C и давление 1 атм). Углеводородные текучие среды могут включать, например, нефть, природный газ, метан угольных пластов, сланцевый битум, пиролизное масло, пиролитический газ, продукт пиролиза угля и другие углеводороды, которые находятся в газообразном или жидком состоянии.

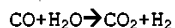
В соответствии с использованием в настоящем документе термин "глубинный" относится к геологическим слоям, встречающимся под поверхностью земли.

Описание конкретных вариантов осуществления.

Фиг. 3А представляет схематическое изображение установки обработки хвостовых газов 300А, известной в промышленности переработки газа. Установка обработки хвостовых газов (УОХГ) 300А в общем случае соответствует вышеупомянутому способу Shell Claus Offgas Treating (SCOT). Установка УОХГ 300А принимает поток хвостовых газов 310. Установка УОХГ 300А также принимает топливный газ через линию 312 и субстехиометрический воздушный поток через линию 314.

Поток хвостовых газов 310, топливный газ 312 и воздушный поток 314 вводят в генератор восстановительного газа (ГВГ) 320. Установка ГВГ 320 обычно осуществляет субстехиометрическое сжигание топливного газа для генерации водорода, необходимого для восстановления SO_2 и меркаптанов до H_2S . Установка ГВГ 320 частично окисляет углеводородные компоненты топливного газа для генерации монооксида углерода и водорода. Сероводород и монооксид углерода покидают установку ГВГ 320 через линию 322 и направляются через каталитический слой. Предпочтительно каталитическим слоем 330 является кобальт-молибденовый (Co-Mo) каталитический слой. Каталитический слой 330 облегчает протекание реакций гидрирования. Установка ГВГ 320 и каталитический слой 330 совместно обеспечивают гидрирование хвостовых газов в потоке хвостовых газов 310, превращая SO_2 и меркаптаны в потоке хвостовых газов 310 в H_2S .

Необходимо отметить то, что установка ГВГ 320 вводит в способ больше азота, CO_2 и водяных паров. В дополнение к этому в установке ГВГ 320 генерируется монооксид углерода. Монооксид углерода вступает в реакцию с H_2O на слое сульфидированного катализатора на основе Co-Mo 330 с образованием большего количества водорода и CO_2 по известной реакции конверсии водяного газа. Реакция конверсии водяного газа представляет собой нижеследующее:



Присутствие дополнительного количества водорода способствует превращению SO_2 в H_2S и водяные пары.

Газовый поток, содержащий H_2S , высвобождают из слоя катализатора 330 через линию 332. Поток H_2S предпочтительно охлаждают при использовании теплообменника 334. Охлажденный водный поток, содержащий H_2S , покидает теплообменник 334 в виде потока 336. После этого охлажденный водный поток, содержащий H_2S , 336 поступает в закалочную башню 340.

Закалочная башня 340 функционирует, главным образом, удаляя воду, генерированную в реакции Клауса. Большое количество избыточных водяных паров конденсируют и удаляют через линию 344 в виде закалочной воды. Закалочную воду перепускают через насос 346 с последующим теплообменником 348. Теплообменник 348 функционирует, охлаждая закалочную воду. Часть закалочной воды из линии 344, теперь охлажденной, повторно вводят в закалочную башню 340 поблизости от верха башни 340. Остальную воду из линии 344 удаляют через спускную линию 347. Избыточная кислая вода может быть удалена через спускную линию 347 и использована в другом месте в установке обработки хвостовых газов 300А для охлаждения или в идеальном случае для сельскохозяйственного назначения.

Закалочная башня 340 высвобождает охлажденный поток хвостовых газов. Это продемонстрировано в линии 342. В данном случае поток хвостовых газов 342 содержит H_2S , N_2 , CO_2 , CO и водяные пары. Для удаления H_2S охлажденный поток хвостовых газов в линии 342 после этого вводят в контакт с ами-

ном в абсорбере 350.

В абсорбере 350 используют амин, селективный по отношению к H_2S . Амин обычно представляет собой метилдиэтаноламин (МДЭА) или амин из обсуждавшегося выше семейства аминов Flexsorb®. Амин улавливает основное количество H_2S совместно с некоторым уровнем содержания CO_2 . Амин происходит из резервуара растворителя (не показан) по соседству с абсорбером 350. Перемещению амина в абсорбер 350 содействует насос, который перемещает амин в абсорбер 350 под подходящим для использования давлением. Насос может, например, увеличивать давление амина до 1000 фунт/дюйм² (изб.) (6890 кПа (изб.)) и более.

Абсорбер 350 функционирует на основании противоточной схемы потоков. В данном отношении кислотные газы направляют из линии 342 через абсорбер 350 в одном направлении, в то время как химический растворитель направляют через абсорбер 350 в противоположном направлении. Химический растворитель вводят в абсорбер 350 через линию 359. По мере взаимодействия двух текущих материалов текущий вниз растворитель абсорбирует H_2S из текущего вверх кислого газа с образованием "обогащенного" растворителя, то есть амина, содержащего абсорбированный H_2S и некоторое случайное количество CO_2 . Обогащенный растворитель проходит через нижнюю линию 354.

Обогащенный растворитель в нижней линии 354 предпочтительно отбирают через подкачивающий насос 356. После этого обогащенный растворитель подвергают теплообмену при использовании теплообменника 380. Теплообмен проводят с линией регенерированного растворителя 364 из емкости регенератора 360. Это делает возможным предварительное нагревание обогащенного растворителя. После этого обогащенный растворитель перемещается вперед через линию 357 в емкость регенератора 360.

В емкости регенератора 360 регенерируют амин. Это означает отделение амина от сероводорода в линии 357 для повторного использования. Емкостью регенератора 360 является емкость большого диаметра, которая функционирует при давлении в диапазоне приблизительно от 15 до 25 фунт/дюйм² (изб.) (от 103 до 172 кПа (изб.)). Емкость регенератора 360 определяет отгонную часть, обычно включающую тарелки, насадку или другую внутреннюю оснастку (не показаны) над рибойлером. Рибойлеру придают источник тепла 368 для формирования движения паров в емкости регенератора 360. В рибойлере обычно используют водяной пар в качестве его источника тепла для выпаривания воды и H_2S из амина.

Емкость регенератора 360 обеспечивает каскадное прохождение обогащенного растворителя из линии 357 вниз по тарелкам или другой внутренней оснастке. Часть регенерированного амина отбирают через нижнюю линию 367. Оттуда регенерированный амин проходит через небольшой теплообменник в качестве источника тепла 368 для повторного нагревания, а после этого повторно входит в емкость регенератора 360.

Однако основную часть растворителя скапывают через нижнюю линию амина 364. Нижняя линия амина 364 содержит поток обедненного растворителя, который имеет температуру, равную приблизительно 265°F (129,4°C). Нижняя линия амина 364 переносит обедненный амин через подкачивающий насос 366. Оттуда теплый амин проходит через вышеупомянутый теплообменник 380, где он нагревает обогащенный растворитель из линии 354. В то же самое время тепловой контакт с обогащенным растворителем из линии 354 выполняет функцию частичного охлаждения обедненного амина в нижней линии амина 364. Охлажденный амин может быть повторно нагрет при использовании теплообменника 358. После этого охлажденный амин переходит в верх емкости абсорбера 350 через линию 359.

Емкость абсорбера 350 производит высвобождение через верхнюю линию побочных продуктов 352. Газ в верхней линии побочных продуктов 352 опять-таки содержит N_2 , водяные пары и некоторое количество CO_2 . Данные верхние побочные продукты в линии 352 доставляют в линию высвобождения 390. Линия высвобождения 390 отбирает верхние побочные продукты в инсинератор. Таким образом, линия 390 сопоставима с линией 244 с фиг. 2, которая демонстрирует газы, высвобождаемые из установки обработки хвостовых газов 240 и направляемые в инсинератор 250. Для контроля расхода газов при подаче в инсинератор 250 может быть использован клапан 392.

Необходимо отметить то, что побочные продукты в линии 352 могут и почти что наверняка будут содержать некоторое количество H_2S . H_2S , который проскакивает стадию абсорбирования, формируемую емкостью абсорбера 350, обычно проходит в инсинератор совместно с CO_2 и другими газами и, в конечном счете, идет в зачет по предельным допустимым выбросам CO_2 . (Специалисты в соответствующей области техники должны знать то, что сжигание H_2S приводит к созданию SO_2). Однако необязательно производят обход инсинератора по байпасу, в частности, в ходе методик запуска и сульфидирования катализатора, и направление газов в линии 352 обратно в установку ГВГ 320, на что указывает пунктирная линия 394. Для контроля расхода потока при обходе по байпасу через линию 394 предусматривается клапан 396. В случае открытия клапана 396 побочные продукты из емкости абсорбера 350 (из линии 352, а после этого линии 394) объединяются с потоком хвостовых газов 310.

Как можно сказать, возвращаясь к емкости регенератора 360, емкость регенератора 360 также имеет верхнюю линию 362. Верхняя линия 362 высвобождает сероводород (и случайное количество CO_2), который мгновенно испаряется из амина в емкости регенератора 360. Кислый газ в линии 362 неизбежно будет содержать следовые количества амина и воды. Поэтому кислый газ, обогащенный по H_2S , пред-

почтительно проходит через верхнюю линию 362 в теплообменник 363, где он охлаждается, а после этого скапливается в небольшую емкость конденсатора 370. Теплообменник 363 выполняет функцию охлаждения кислого газа, обогащенного по H_2S , в верхней линии 362. Теплообменник 363 может представлять собой воздушный вентиляционный холодильник или может представлять собой теплообменник, использующий пресную воду или морскую воду. Охлаждение кислого газа, обогащенного по H_2S , в линии 362 используется для захвата воды. Это способствует сведению к минимуму требуемой водной подпитки. С учетом присутствия кислотного газа и свободной воды данную часть системы обычно плакируют высоколегированным металлом.

Емкость конденсатора 370 производит кислотный газ, обогащенный по H_2S . Кислотный газ, обогащенный по H_2S , высвобождают из емкости конденсатора 370 через верхнюю линию 372. В известной установке УОХГ 300А кислотный газ, обогащенный по H_2S , отправляют на рецикл обратно в переднюю часть установки извлечения серы по Клаусу. Это более полно представлено в линии 242 на фиг. 2, где кислотный газ, обогащенный по H_2S , доставляют обратно в установку УИС Клауса 230.

Воду и амин скапливают из емкости конденсатора 370 через нижнюю линию 374. Воду и амин совместно отбирают через насос подкачивания давления 376. Воду и амин повторно вводят в верх емкости регенератора 360. Некоторое количество воды повторно испаряется, но основное количество воды проходит до емкости регенератора 360 совместно с обедненным амином и, таким образом, отправляется на рецикл.

Как отмечалось выше, установка обработки хвостовых газов, такая как установка 300А фиг. 3, может высвобождать большое количество CO_2 . CO_2 высвобождают через верхнюю линию побочных продуктов 352 из емкости абсорбера 350. Совместно с потоком кислотного газа, обогащенного по H_2S , в верхней линии 372 высвобождается меньшее количество CO_2 . Желательно уменьшить выбросы CO_2 из установки обработки хвостовых газов, такой как установка 300А. Однако было бы затратно улавливать диоксид углерода из подвергнутого обработке потока хвостовых газов 390 до сжигания, что обычно бы включало систему улавливания на основе второго растворителя, включающую по меньшей мере одну емкость контактора и башенный регенератор.

Для устранения данного недостатка в технологии в настоящем документе предлагается использование более реакционноспособного растворителя в установке УОХГ, такой как установка УОХГ 300А. Как отмечалось выше, в существующих методиках для установки УОХГ обычно используют метилдиэтанолламин (МДЭА) или амин из обсуждавшегося выше семейства химических растворителей Flexsorb®. Данные амины являются сильно селективными по отношению к H_2S . Такие амины улавливают основное количество H_2S , но только небольшое количество CO_2 . Поэтому в настоящем документе предлагается замена растворителя селективного по отношению к H_2S , более реакционноспособным растворителем. Более реакционноспособный растворитель будет не только абсорбировать молекулы H_2S , но также будет и улавливать существенный уровень процентного содержания диоксида углерода.

Более реакционноспособные растворители включают

диэтанолламин (ДЭА);

диизопропанолламин (ДИПА) и

моноэтанолламин (МЭА).

Они считаются первичными или вторичными аминами.

Еще одним амином, который был бы эффективным при улавливании CO_2 совместно с молекулами H_2S , является активированный МДЭА. Это означает добавление в абсорбер, использующий МДЭА, относительно небольшого количества активатора для содействия абсорбированию CO_2 . Такой активатор может представлять собой, например, пиперазин. Пиперазин представляет собой один тип амина, который при добавлении к МДЭА облегчает поглощение CO_2 .

Любой из данных химических растворителей способен поглощать основную часть CO_2 совместно практически со всем количеством H_2S при просоеке азота и любого количества непрореагировавшего водорода в инсинератор. Любой из данных растворителей также будет обеспечивать доставку водяных паров в абсорбере (таком как абсорбер 350 на фиг. 3А) в инсинератор. Наиболее важным является прохождение незначительного, если вообще хоть какого-либо, количества CO_2 в верхнюю линию побочных продуктов 352 из емкости абсорбера 350.

Затем после абсорбирования как H_2S , так и CO_2 поток обогащенного растворителя 354 регенерируют. Это приводит к получению кислотного газа, образованного из растворителя плюс H_2S и CO_2 , но, по существу, свободного от азота и других легких газов. Отсутствие азота и других легких газов (таких как гелий) делает более легким последующее проведение операции нагнетания кислотного газа (НКТ) вследствие более легкой конденсации кислотного газа в плотной фазе, то есть, по существу, жидкой фазе. Гидростатический напор конденсированного кислотного газа, теперь, по существу, в жидкой фазе, может быть с выгодой использован в стволах буровых скважин для содействия заталкиванию газа в коллектор. Кислотный газовый поток, нагнетаемый в коллектор, является подходящим для использования в методах повышения нефтеотдачи, поскольку он свободен от легких газов и азота, которые обычно требуют использования намного более высоких давлений для обеспечения смешиваемости с пластовой нефтью.

Удаление диоксида углерода из верхней линии побочных продуктов 352 не только обеспечивает

получение источника текучей среды для операции МПНО и не только уменьшает выбросы CO_2 в атмосферу, но также и уменьшает нагрузку на инсинератор 250. Это означает меньшее потребление инсинератором 250 топливного газа, что, в свою очередь, уменьшает количество CO_2 , которое инсинератор 250 производит в результате сжигания.

В качестве альтернативного средства улавливания CO_2 во избежание стравливания CO_2 в атмосферу и в качестве дополнительного усовершенствования для установки обработки хвостовых газов 300А инсинератор 250 может использовать способ каталитического сжигания. Он противостоит способу сжигания топливного газа. Способ каталитического сжигания требует использования меньших температур для сжигания H_2S совместно с любыми количествами остаточных углеводородов, такими как из установки обогащения кислотного газа. Производят определенное предварительное нагревание верхнего потока побочных продуктов 244, добавляют воздух и поток смеси перепускают в слой катализатора. Катализатор облегчает окисление углеводородов до CO_2 и водяных паров, а H_2S до SO_2 . Специалисты в соответствующей области техники должны понимать то, что система каталитического сжигания предпочтительно была бы разработана для принятия мер в отношении "сбоев" у установки УОХГ, которые в результате могут приводить к временным увеличениям уровня содержания H_2S , перетекающего в нее.

Вышеупомянутые изменения конструкции установки обработки хвостовых газов могут быть осуществлены во время фазы конструирования нового агрегата обработки газа. Однако и это выгодно, вышеупомянутые изменения конструкции могут быть осуществлены в результате модернизации существующей установки. Например, существующая установка обработки хвостовых газов по Клаусу может быть модифицирована в результате замены традиционного растворителя или в результате добавления к традиционному растворителю активатора. В данном случае верхняя линия кислого газа 372 теперь содержит газы как H_2S , так и CO_2 . Как это дополнительно обсуждается ниже в связи с фиг. 4, данные газы после этого можно конденсировать, компримировать и нагнетать в глубинный коллектор.

Для обеспечения регенерационной способности системы растворителя необходимым может также оказаться дополнительное оборудование. Это обуславливается возможной потребностью в дополнительном тепле и возможно более высокой кратности циркуляции растворителя для регенерации растворителя в линии 357, который переносит дополнительное количество CO_2 (совместно с базовым количеством H_2S). Растворители, которые имеют тенденцию к демонстрации большей реакционной способности по отношению к CO_2 , в общем случае будут характеризоваться большей теплотой реакции, что означает теперь увеличение температуры в растворе обогащенного амина (линия 354). Температура вверху емкости абсорбера 350 обычно составляет приблизительно 100°F ($37,8^\circ\text{C}$). Ко времени завершения противоточного перемешивания в емкости абсорбера 350 температура раствора обогащенного амина в низу емкости абсорбера 350 доходит вплоть до приблизительно 160°F ($71,1^\circ\text{C}$). Данная дополнительная теплота реакции также должна быть добавлена обратно в способ регенерации.

Фиг. 3В представляет схематическое изображение модифицированной установки обработки хвостовых газов 300В настоящего изобретения в одном варианте осуществления. Установка УОХГ 300В является подобной установке УОХГ 300А фиг. 3А. В данном отношении установка обработки хвостовых газов 300В фиг. 3В также включает генератор восстановительного газа (ГВГ) 320 и каталитический слой 330. Установка ГВГ 320 и каталитический слой 330 совместно обеспечивают гидрирование хвостовых газов в потоке хвостовых газов 310, облегчая прохождение реакции гидрирования, которая превращает SO_2 и меркаптаны в потоке хвостовых газов 310 в H_2S . Установка обработки хвостовых газов 300В также включает емкость абсорбера 340 и емкость регенератора растворителя 350. Однако в емкости абсорбера 340 используют дополнительное количество аминового растворителя, селективного по отношению к CO_2 , и добавили дополнительное оборудование.

Как можно видеть, после теплообменника 380 предусматривается специально выделенный нагреватель 302 совместно с линией обогащенного растворителя 357. Специально выделенный нагреватель 302 производит предварительное нагревание обогащенного растворителя в линии 357 до его поступления в емкость регенератора 360. Предварительное нагревание обогащенного растворителя делает возможным переход в газовую фазу по меньшей мере части H_2S и CO_2 . После этого предварительно нагретый обогащенный растворитель перемещается через линию 304. Предварительно нагретый обогащенный растворитель в линии 304 направляют в верх регенератора 360.

В конечном счете, компоненты кислотного газа из верхней линии 362 высвобождают из емкости конденсатора 370 в верхнюю газовую линию 372. После этого кислотные газы перепускают через компрессорную станцию и нагнетают в глубинный коллектор.

Необходимо понимать то, что в данной модифицированной компоновке по переработке кислотного газа 300В будет требоваться наличие дополнительного оборудования для компримирования и нагнетания CO_2 совместно с H_2S . В дополнение к этому могут потребоваться ингибиторы коррозии для замедления прохождения реакции между CO_2 и сталью в способе введения в контакт с растворителем.

Модифицированная установка обработки хвостовых газов 300В фиг. 3В существенно уменьшает количество диоксида углерода, стравливаемого в атмосферу из агрегата переработки углеводородных газов. В данном отношении CO_2 , по существу, больше уже не высвобождают через верхнюю линию по-

бочных продуктов 352 и не транспортируют в инсинератор 250 через линию 390; вместо этого CO_2 главным образом высвобождают совместно с верхним потоком кислого газа 372 и изолируют. Это продемонстрировано на фиг. 4.

Фиг. 4 демонстрирует схематическое изображение агрегата переработки газа 400 настоящего изобретения в одном варианте осуществления. Агрегатом 400 является, по существу, агрегат переработки газа 200 фиг. 2. Однако теперь верхний поток кислого газа направляют в компрессорную станцию для компримирования и нагнетания кислотного газа. В дополнение к этому часть кислотного газа, удаленного из агрегата удаления кислотного газа 220, теперь непосредственно отправляют в компрессорную станцию для нагнетания кислотного газа.

На фиг. 4 поток неочищенного газа 410 продемонстрирован поступающим в агрегат удаления кислотного газа 420. Газовый поток 410 может представлять собой, например, неочищенный природный газ с операции добычи углеводородов. Однако в альтернативном варианте это может быть поток дымовых газов из промышленной электрической станции или другого предприятия.

В контексте операции с нефтью и газом газовый поток 410 содержит по меньшей мере один углеводородный газовый компонент, главным образом метан. В дополнение к этому газовый поток 410 содержит диоксид углерода, сероводород и, может быть, другие компоненты кислотного газа. Агрегат удаления кислотного газа 420 функционирует, отделяя компоненты кислотного газа от углеводородных газов. Это может быть реализовано, например, при использовании обсуждавшихся выше различных способов реакции с растворителем. В альтернативном варианте может быть использован способ криогенного разделения, такой как в случае использования способа Controlled Freeze Zone™ (CFZ), созданного в компании ExxonMobil Upstream Research Company.

На фиг. 4 нейтрализованный газовый поток продемонстрирован покидающим агрегат удаления кислотного газа 420 сверху. Это продемонстрировано в линии 422. В дополнение к этому кислотный газовый поток продемонстрирован покидающим агрегат удаления кислотного газа 420 в виде нижнего потока. Это продемонстрировано в линии 424. Кислотный газовый поток 424 содержит главным образом диоксид углерода и сероводород и поступает в агрегат реактора Клауса 430. Агрегат реактора Клауса 430 выполняет функцию установки извлечения серы. Это может соответствовать установке извлечения серы 100, продемонстрированной и описанной в связи с приведенной выше фиг. 1.

На фиг. 4 поток элементарной серы продемонстрирован покидающим агрегат реактора Клауса 430. Это продемонстрировано в позиции 432. Элементарная сера обычно высвобождается из конденсатора в виде жидкого расплава, а после этого затвердевает по мере замерзания.

Поток хвостовых газов также покидает агрегат реактора Клауса 430 через линию 434. Поток хвостовых газов 434 направляют в установку УОХГ. Установка УОХГ продемонстрирована в позиции 440. В установке УОХГ 440 поток хвостовых газов 434 "очищают". Установка УОХГ 440 может соответствовать агрегату обработки хвостовых газов 330В, продемонстрированному и описанному в связи с фиг. 3В. В компоновке фиг. 4 сероводород совместно с диоксидом углерода направляют из установки УОХГ 440 через линию кислотного газа 442. Это соответствует линиям 362 и 372 фиг. 3В.

Кислотные газы в линии 442 направляют в компрессорную станцию 460. Оттуда компримированные кислотные газы направляют через линию 462, а после этого нагнетают в коллектор. Коллектор схематически продемонстрирован в блоке 465. Кислотные газы из линии 462, таким образом, изолируют в глубоинной позиции вместо стравливания в атмосферу или отправления на рецикл обратно в установку извлечения серы 430, как это продемонстрировано в линии 242 на фиг. 2.

Остальные продукты, состоящие главным образом из азота, водяных паров, небольших количеств диоксида углерода и следовых количеств водорода, направляют в инсинератор 450. Данные побочные продукты покидают установку обработки хвостовых газов 440 через линию 444. Это соответствует линиям 352 и 390 на фиг. 3В. Данные побочные продукты сжигают и стравливают в атмосферу через линию стравливания в атмосферу 452.

Также необходимо отметить исходя из фиг. 4 и то, что часть кислотных газов из линии 424 обходит установку извлечения серы 430 по байпасу. Это продемонстрировано в линии 426. Кислотные газы в линии 426 направляют в компрессорную станцию 460 и объединяют с кислотным газовым потоком 442, покидающим установку обработки хвостовых газов 440. Кислотные газы из линий 426 и 442 после этого компримируют и отправляют в линию нагнетания 462. Таким образом, совокупное количество кислотного газа, стравливающегося в атмосферу, уменьшается.

Как можно сказать в порядке примера, в случае выработки по месту 1 миллиарда кубических футов (28,3 миллиона кубических метров) подаваемого газа в день при 5%-ном уровне содержания CO_2 90%-ное извлечение будет обеспечивать улавливание приблизительно 1 миллиона тонн CO_2 в год. С учетом большого количества существующих установок Клауса, перерабатывающих газ при, по меньшей мере, некотором уровне содержания CO_2 , это могло бы обусловить многие миллионы тонн в год по дополнительному количеству уловленного CO_2 .

Еще один способ уменьшения выбросов CO_2 , описанных в настоящем документе, относится к способу обогащения кислотного газа (ОКГ). В некоторых областях применения переработки газа уровень содержания H_2S в первоначальном кислотном газе (нижнем кислотном газовом потоке из линии 424 на

фиг. 4) является чрезмерно низким для обеспечения надлежащего функционирования обычной установки УИС Клауса. Печь Клауса 120 в общем случае требует уровня содержания серосодержащего компонента, равного по меньшей мере 40% для "однопроходной" конструкции Клауса, а более предпочтительно большего чем 50% H_2S . В данных случаях известно "обогащение" кислотного газа по отношению к H_2S в результате удаления CO_2 из кислотного газового потока в линии 424 и доставки потока, обогащенного по CO_2 , непосредственно в инсинератор 450. В одном или нескольких вариантах осуществления линию кислотного газа 442 направляют в агрегат обогащения кислотного газа, тем самым, производя "более чистый" CO_2 .

Фиг. 5А представляет схематическую диаграмму известного агрегата переработки газа 500А для обработки кислотного газа, уловленного из системы удаления кислотного газа. На фиг. 5А поток неочищенного газа 510 продемонстрирован поступающим в агрегат удаления кислотного газа 520. Газовый поток 510 предпочтительно содержит неочищенный природный газ с операции добычи углеводородов. Необязательно поток неочищенного природного газа 510 подвергали обезвоживанию, такому как в результате использования гликоля. Кроме того, поток неочищенного природного газа 510 предпочтительно перепускали через впускной сепаратор (не показан) для отфильтровывания примесей, таких как соляной раствор и буровые растворы.

Газовый поток 510 содержит по меньшей мере один углеводородный газовый компонент, главным образом метан. В дополнение к этому газовый поток 510 содержит кислотные газы. Агрегат удаления кислотного газа 520 функционирует, отделяя кислотные газовые компоненты от углеводородных газов. Это может быть осуществлено, например, при использовании обсуждавшихся выше различных способов реакции с растворителем. В альтернативном варианте может быть использован способ криогенного разделения, такой как в случае использования способа Controlled Freeze Zone™ (CFZ).

На фиг. 5А нейтрализованный газовый поток продемонстрирован покидающим агрегат удаления кислотного газа 520 сверху. Это продемонстрировано в линии 522. В дополнение к этому кислотный газовый поток продемонстрирован покидающим агрегат удаления кислотного газа 520 в виде первого кислотного газового потока. Это продемонстрировано в линии 524. Кислотный газовый поток 524 содержит главным образом диоксид углерода и сероводород и поступает в реактор Клауса 530. Реактор Клауса 530 исполняет функцию установки УИС.

Как обсуждалось выше в связи с фиг. 1, агрегат извлечения серы по Клаусу 530 функционирует, разлагая серосодержащие компоненты в кислотном газовом потоке с образованием элементарной серы. На фиг. 5А поток элементарной серы продемонстрирован покидающим агрегат извлечения серы по Клаусу 530. Это продемонстрировано в позиции 532. Поток хвостовых газов также покидает агрегат извлечения серы по Клаусу 530 через линию 534.

Поток хвостовых газов 534 направляют в установку УОХГ. Установка УОХГ продемонстрирована в позиции 540. В установке УОХГ 540 поток хвостовых газов 534 "очищают". В компоновке фиг. 5А сероводород направляют из установки УОХГ 540 и отправляют на рецикл обратно на передний край агрегата извлечения серы по Клаусу 530 в соответствии с известными методиками. Это продемонстрировано в линии 542. В альтернативном варианте сероводород направляют из установки УОХГ 540 и отправляют на рецикл обратно в агрегат обогащения кислотного газа 570, тем самым производя "более чистый" CO_2 .

Остальные продукты установки УОХГ, состоящие главным образом из диоксида углерода совместно с водяными парами и азотом, направляют в инсинератор 550 через линию 544. Данные побочные продукты сжигают и стравливают в атмосферу через линию стравливания в атмосферу 558.

Для увеличения эффективности агрегата извлечения серы по Клаусу 530 кислотный газовый поток в линии 524 перепускают через агрегат обогащения кислотного газа (ОКГ). Это продемонстрировано пунктиром в блоке 570. Агрегат ОКГ 570 высвобождает часть диоксида углерода в кислотном газовом потоке 524 через верхнюю линию 572А. Высвобождение CO_2 обычно проводят при использовании амина, селективного по отношению к H_2S , в способе химического растворителя. В способе может быть использован амин, селективный по отношению к H_2S , например пространственно затрудненные амины, такие как МДЭА или продукт Flexsorb®, что позволяет диоксиду углерода проходить вверх в качестве верхнего газового потока. Необязательно пространственно затрудненный амин может быть активирован при использовании пиперазина для уменьшения уровней содержания H_2S при одновременном все еще высвобождении CO_2 . Линия 572А также может содержать некоторое количество водяных паров, H_2S и углеводородного газа, но все еще представляет собой поток газа, обогащенного по CO_2 . Поток газа, обогащенного по CO_2 , в линии 572А в обход установки УИС Клауса 530 и установки УОХГ 540 отбирают в инсинератор 550.

В процессе работы диоксид углерода и другие газы в линии 572А объединяют с несеросодержащими побочными продуктами установки УОХГ 540, которые высвободили в линии 544. Линия 544 фиг. 5А сопоставима с линией 352 на фиг. 3А, которая состоит главным образом из азота, водяных паров, гелия и диоксида углерода. CO_2 и другие компоненты из линии 572А (или линии 544) направляют в зону нагревания 552 в инсинераторе 550, а после этого перепускают в дымовую трубу 556. CO_2 и другие побочные продукты совместно сжигают и стравливают в атмосферу через линию стравливания в атмосферу 558.

Агрегат ОКГ 570 также пропускает кислотный газ, образованный главным образом из H_2S совместно с меньшим количеством диоксида углерода. Кислотный газ, обогащенный по H_2S , высвобождают через линию 574, где он поступает в установку УИС Клауса 530. H_2S , по существу, превращается в элементарную серу и образует отложения через линию 532 в виде жидкого расплава. Это представляет собой стандартную практику извлечения серы.

Побочное преимущество использования агрегата ОКГ 570 заключается в проскакивании углеводородов, в частности, любых тяжелых углеводородов, которые десорбировались в кислотный газовый поток 524, в верхнюю газовую линию 572А вместо установки извлечения серы по Клаусу 530. Это улучшает эксплуатационные характеристики установки УИС Клауса 530 и уменьшает потребность в воздухе для воздушной линии 314.

В качестве альтернативного варианта системе переработке газа 500А, продемонстрированной на фиг. 5А, в настоящем документе предлагается доставка газа, обогащенного по CO_2 , в верхней газовой линии 572А в компрессорную станцию. После этого CO_2 можно компримировать и нагнетать в коллектор вместо стравливания в атмосферу.

Фиг. 5В представляет схематическое изображение агрегата переработки газа 500В для удаления кислотных газов в модифицированном варианте осуществления. Агрегат переработки газа 500В подобен агрегату переработки газа 500А. В данном отношении агрегат переработки газа 500В принимает поток неочищенного природного газа 510. Поток природного газа 510 направляют в систему удаления кислотного газа 520. Система удаления кислотного газа 520 высвобождает поток нейтрализованного верхнего газа 572 и кислотный газовый поток 524. Агрегат переработки газа 500В также включает агрегат обогащения кислотного газа (ОКГ) 570. Агрегат ОКГ 570 принимает кислотный газовый поток 524, а после этого высвобождает верхний поток газа, обогащенного по CO_2 , 572 и поток кислотного газа, обогащенного по H_2S , 574.

Агрегат переработки газа 500В также включает реактор Клауса 530. Реактор Клауса 530 выполняет функцию установки извлечения серы. Реактор Клауса 530 принимает поток кислотного газа, обогащенного по H_2S , 574 из системы удаления кислотного газа 520 через линию 524 и образует отложения элементарной серы 532 в результате прохождения процесса окисления, такого как процесс, обсуждавшийся выше в связи с фиг. 1. Реактор Клауса 530 также высвобождает поток хвостовых газов через линию 534.

Поток хвостовых газов в линии 534 направляют в установку обработки хвостовых газов 540. Установка УОХГ 540 "очищает" хвостовые газы в линии 534 таким образом, как это обсуждалось выше в связи с фиг. 3В. Установка УОХГ 540 высвобождает верхний газовый поток побочных продуктов 554 (сопоставимый с линией 352 на фиг. 3В) из емкости абсорбера 350. Установка УОХГ 540 также высвобождает поток кислого газа 542 (сопоставимый с линиями 362В и 372 на фиг. 3В). Газовый поток побочных продуктов 554 поступает в инсинератор 550, где компоненты в виде водяных паров, водорода, азота и H_2S сжигают и стравливают в атмосферу. В то же самое время поток кислого газа 542 (сопоставимый с верхней линией кислотного газа 372 на фиг. 3В) отбирают в компрессорную станцию 560 (сопоставимую с компрессорной станцией 460 фиг. 4). В альтернативном варианте поток кислого газа 542 может быть отправлен на рецикл в агрегат ОКГ.

Для увеличения эффективности агрегата реактора Клауса 530 агрегат переработки газа 500В также включает агрегат обогащения кислотного газа 570. Агрегат ОКГ 570 принимает кислотный газовый поток в линии 524. Агрегат ОКГ 570 удаляет часть диоксида углерода в кислотном газовом потоке 524 и высвобождает ее в качестве газа, обогащенного по CO_2 , через верхнюю линию 572В. Остальной кислотный газ, обогащенный по H_2S , перепускают через линию 574 в агрегат извлечения серы по Клаусу 530. Таким образом, между системой удаления кислотного газа 520 и агрегатом извлечения серы по Клаусу 530 имеет место обогащение кислотного газа.

Диоксид углерода может быть отделен от серосодержащих компонентов в агрегате ОКГ 570 в результате использования аминового растворителя, как это упоминалось выше. В связи со способом химического растворителя для удаления CO_2 используют емкость абсорбера и емкость регенератора. Раствор обогащенного амина из емкости абсорбера необязательно может быть подвергнут "мгновенному испарению" в емкости мгновенного испарения до достижения им емкости регенератора.

Газ, обогащенный по CO_2 , высвобождают из агрегата обогащения кислотного газа 570 через верхнюю линию 572В. Линия 572В на фиг. 5В отличается от линии 572А на фиг. 5А. Линия 572В направляет газ, обогащенный по CO_2 , в компрессорную станцию 560. Таким образом, вместо сжигания и стравливания в атмосферу газа, обогащенного по CO_2 , как это проводят на фиг. 5А, CO_2 улавливают и изолируют в глубинном коллекторе 565. Это также продемонстрировано в линии 442 на фиг. 4, где агрегат переработки газа 400 включает компрессорную станцию 460.

Поскольку верхний газовый поток в линии 572В образован главным образом из CO_2 и обычно содержит очень небольшие концентрации легких газовых компонентов, подобных азоту и метану, газ сравнительно легко компримировать и конденсировать. Нагнетание данного потока газа, обогащенного по CO_2 , легко уменьшает "следы по CO_2 " от агрегата обработки газа 500В. Такая операция также улучшает эффективность извлечения серы у агрегата 500В, поскольку остаточную серу в верхней линии газа, обогащенного по CO_2 , 572В не сжигают и высвобождают в атмосферу или отправляют на рецикл обратно в

установку УИС Клауса 530.

В еще одном аспекте агрегата переработки газа 500В в качестве части установки обработки хвостовых газов 540 может быть использован одноступенчатый прямоточный контактор. Прямоточный контактор может быть, например, контактором ProsCon, изготовленным в компании ProsCon из Корка, Ирландия. В данном контакторе используют эдуктор с последующим центробежным коагулятором. Центробежный коагулятор индуцирует большие центробежные силы, повторно объединяющие жидкий растворитель в небольшом объеме.

Прямоточный контактор размещают в установке обработки хвостовых газов 540 по ходу технологического потока до абсорбера. Контактор принимает свежий амин из агрегата обогащения кислотного газа 570. Вследствие такого короткого времени контакта в прямоточном контакторе из хвостовых газов (таких как хвостовые газы в линии 534 фиг. 5В) предпочтительно абсорбируется H_2S .

Из прямоточного контактора высвобождают раствор амина, обогащенного по H_2S . Данный раствор амина, обогащенного по H_2S , отправляют в регенератор для агрегата обогащения кислотного газа 570. Там обогащенный амин объединяют с обогащенным амином из агрегата обогащения кислотного газа 570, а H_2S отделяют от аминового компонента, создавая поток регенерированного амина.

H_2S , выводимый из раствора амина, обогащенного по H_2S , перепускают в установку извлечения серы по Клаусу 530. Там H_2S превращается в элементарную серу и высвобождается с потоком жидкой серы 532. Между тем, газ, который проходит через одноступенчатый прямоточный контактор, доставляют в абсорбер (такой как абсорбер 350 фиг. 3В) для установки обработки хвостовых газов 540. Там CO_2 и любое количество остаточного H_2S будут абсорбироваться и высвобождаться через линию 354. Результат заключается в содержании в верхнем потоке кислого газа (линия 372 с фигуры 3В или линия 542 с фиг. 5) меньшего количества H_2S и в большей пригодности данного потока для операций методов повышения нефтеотдачи при нагнетании в глубинный коллектор 565.

Поэтому в данном варианте осуществления агрегат переработки газа 500В включает одноступенчатый прямоточный контактор, размещенный между установкой извлечения серы по Клаусу и емкостью абсорбера установки обработки хвостовых газов для (i) по меньшей мере, частичного удаления H_2S из хвостовых газов до их доставки в емкость абсорбера и (ii) высвобождения потока, обогащенного по CO_2 , в емкость абсорбера в установке обработки хвостовых газов.

Необходимо понимать то, что фиг. 3А, 3В, 4, 5А и 5В представляют в высшей степени схематические диаграммы, предназначенные для разъяснения только избранных аспектов способов переработки газа, описанных в настоящем документе. Агрегат переработки газа будет включать множество детализированных компонентов, таких как холодильники, теплообменники, конденсаторы, жидкостные насосы, газовые компрессоры, газодувки, другие типы разделительного и/или фракционирующего оборудования, клапаны, переключатели, контроллеры и устройства измерения давления, температуры, уровня и расхода.

В качестве части описания изобретения в настоящем документе также предлагается и способ переработки углеводородного газового потока. Способ делает возможным улавливание дополнительного количества CO_2 и изолирование уловленного CO_2 в глубинном коллекторе.

Фиг. 6 представляет технологическую схему, демонстрирующую стадии реализации способа 600 переработки углеводородного газового потока в одном варианте осуществления. Углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода. Способ 600 реализуют в агрегате переработки газа.

Способ 600 сначала включает разделение углеводородного газового потока в агрегате удаления кислотного газа. Это продемонстрировано в блоке 610. Углеводородный газовый поток разделяют на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) первый кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода.

Способ 600 также включает прием кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу. Это продемонстрировано в блоке 620. Кислотный газовый поток разделяют на (i) жидкий поток элементарной серы и (ii) хвостовые газы, содержащие кислотные газовые примеси.

Способ 600 дополнительно включает прием хвостовых газов в установке обработки хвостовых газов. Это продемонстрировано в блоке 630. Хвостовые газы разделяют на (i) верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора. Предпочтительно в емкости абсорбера используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты, так что основное количество CO_2 и H_2S , поступающих в установку обработки хвостовых газов, абсорбируется в емкости абсорбера и высвобождается из емкости абсорбера в емкость регенератора в виде потока обогащенного растворителя. Как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты впоследствии высвобождают из емкости регенератора в виде регенерированного верхнего газового потока установки обработки хвостовых газов.

Способ 600 после этого включает доставку второго кислотного газового потока из емкости регенератора в компрессорную станцию. Это продемонстрировано в блоке 640. В компрессорной станции создают давление для второго кислотного газового потока. После этого способ 600 предусматривает нагнетание второго кислотного газового потока в глубинный коллектор. Это представлено в блоке 650.

В одном аспекте часть первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа

отбирают в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубоинный коллектор. Это продемонстрировано в блоке 660. Часть кислотного газового потока нагнетают совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора.

Способ 600 также включает предусматривание наличия одной и необязательно множества скважин нагнетания кислотного газа. Это продемонстрировано в блоке 670. Множество скважин нагнетания кислотного газа обеспечивает передачу верхнего кислотного газового потока от установки обработки хвостовых газов в глубоинный коллектор для изолирования или проведения операций методов повышения нефтеотдачи.

В одном варианте осуществления способ 600 также включает нагревание потока обогащенного растворителя в теплообменнике до поступления потока в емкость регенератора и необязательное направление нагретого потока обогащенного растворителя в емкость мгновенного испарения до поступления потока обогащенного растворителя в емкость регенератора. Емкость мгновенного испарения высвобождает, по меньшей мере, некоторое количество углеводородов, а также сероводорода и диоксида углерода в виде верхнего потока кислого газа. В зависимости от условий в емкости мгновенного испарения и типа амина возможным может оказаться частичное обогащение по отношению к H_2S или CO_2 прошедшего через стадию мгновенного испарения верхнего газа. Данный обогащенный газ после этого может быть сегрегирован от верхнего газа регенератора и, например, направлен в отдельный коллектор.

В еще одном варианте осуществления способ 600 дополнительно включает отделение остаточного амина и конденсированной воды от диоксида углерода и серосодержащих компонентов в потоке кислого газа в емкости конденсатора. Остаточный амин и конденсированную воду направляют обратно в емкость регенератора. В данном варианте осуществления поток кислого газа из емкости регенератора отбирают через емкость конденсатора до доставки потока в компрессорную станцию для увеличения давления и изолирования.

Предпочтительно способ 600 дополнительно включает сжигание верхнего потока побочных продуктов из емкости абсорбера. Это продемонстрировано в блоке 680. После этого способ включает сжигание потока побочных продуктов сгорания в атмосферу. Это продемонстрировано в блоке 690.

В одной компоновке агрегат переработки газа дополнительно включает агрегат обогащения кислотного газа для приема первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа и разделения кислотного газового потока на (i) верхний поток, обогащенный по CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенного по H_2S . В данной компоновке способ включает: прием потока кислотного газа, обогащенного по H_2S , в виде кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу; доставку верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорную станцию; создание давления для верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорной станции; и нагнетание верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в глубоинный коллектор совместно с потоком кислого газа из емкости регенератора.

Несмотря на очевидность того, что изобретения, описанные в настоящем документе, являются хорошо рассчитанными для достижения выгод и преимуществ, представленных выше, необходимо понимать то, что изобретения подвержены модифицированию, варьированию и изменению без отклонения от своего духа. Например, различные изобретения в настоящем документе описаны в связи с переработкой газового потока, присущего операциям добычи углеводородов. Однако агрегаты и способы переработки газа могут быть использованы для извлечения и изолирования диоксида углерода и сероводорода и в других областях применения.

Например, агрегаты и способы переработки газа могут быть использованы для извлечения и изолирования диоксида углерода и диоксида серы из потока дымовых газов с электрической станции. В альтернативном варианте газовый поток может быть потоком газа мгновенного испарения из барабана мгновенного испарения, отобранным из барабана мгновенного испарения в самом агрегате переработки газа. В альтернативном варианте газовым потоком может быть поток синтез-газа (так называемый "синтетический газ"). Необходимо отметить то, что в случае использования синтетического газа газ необходимо будет подвергать охлаждению и отфильтровыванию твердого вещества до введения в агрегат 400 или 500B. В альтернативном варианте еще газовый поток может представлять собой выбросы CO_2 цементного завода или другого промышленного предприятия. В данном случае CO_2 может быть абсорбирован из избыточного воздуха или из азотсодержащих дымовых газов.

Предусматриваются дополнительные варианты осуществления A-Z.

Вариант осуществления A. Агрегат переработки газа для переработки углеводородного газового потока, содержащего серосодержащие компоненты и диоксид углерода, при этом агрегат переработки газа включает: агрегат удаления кислотного газа для разделения углеводородного газового потока на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) первый кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода; установку извлечения серы по Клаусу для приема кислотного газового потока и разделения первого кислотного газового потока на (i) жидкий поток элементарной серы и (ii) хвостовые газы, содержащие кислотные газовые примеси; установку обработки хвостовых газов для приема хвостовых газов и разделения хвостовых газов на (i) верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора, при этом второй кислотный газовый поток содержит существенную часть сероводорода и диоксида углерода в хвостовых га-

зах; и компрессорную станцию для приема второго кислотного газового потока из емкости регенератора и создания давления для второго кислотного газового потока в целях нагнетания в глубинный коллектор.

Вариант осуществления В. Агрегат переработки газа из варианта осуществления А, где установка обработки хвостовых газов восстанавливает окисленные соединения серы до H_2S .

Вариант осуществления С. Агрегат переработки газа из варианта осуществления А или В, где в емкости абсорбера используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты, так что основное количество диоксида углерода, поступающего в установку обработки хвостовых газов, абсорбируется в емкости абсорбера и высвобождается из емкости абсорбера в емкость регенератора в виде потока обогащенного растворителя.

Вариант осуществления D. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления С, где амин включает диэтаноламин (ДЭА), диизопропаноламин (ДИПА), моноэтанол (МЭА) или их комбинации.

Вариант осуществления E. Агрегат переработки газа из вариантов осуществления D, где амин включает метилдиэтаноламин (МДЭА); и амин МДЭА активируют для облегчения абсорбирования CO_2 .

Вариант осуществления F. Агрегат переработки газа из варианта осуществления E, где амин МДЭА активируют при использовании пиперазина.

Вариант осуществления G. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-F, дополнительно включающий множество скважин нагнетания кислотного газа для передачи второго кислотного газового потока от компрессорной станции в глубинный коллектор.

Вариант осуществления H. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-G, где верхний газовый поток используют для операций методов повышения нефтеотдачи в глубинном коллекторе.

Вариант осуществления I. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-H, дополнительно включающий теплообменник для нагревания потока обогащенного растворителя до его поступления в емкость регенератора.

Вариант осуществления J. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-I, где часть первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа отбирают в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора.

Вариант осуществления K. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления C-J, дополнительно включающий: емкость конденсатора для отделения остаточного амина и конденсированной воды от диоксида углерода и серосодержащих компонентов во втором кислотном газовом потоке; и линию для направления остаточного амина и конденсированной воды обратно в емкость регенератора; и где второй кислотный газовый поток из емкости регенератора отбирают через емкость конденсатора для удаления остаточного амина до его доставки в компрессорную станцию.

Вариант осуществления L. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления C-K, дополнительно включающий агрегат обогащения кислотного газа для приема первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа и разделения кислотного газового потока на (i) на верхний поток, обогащенный по CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенного по H_2S ; и где первый кислотный газовый поток, принимаемый установкой извлечения серы по Клаусу, является потоком кислотного газа, обогащенного по H_2S , и верхний поток, обогащенный по CO_2 , направляют из агрегата обогащения кислотного газа в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора установки обработки хвостовых газов.

Вариант осуществления M. Агрегат переработки газа из варианта осуществления L, дополнительно включающий одноступенчатый прямоточный контактор, размещенный между закалочной башней и емкостью абсорбера установки обработки хвостовых газов для (i) по меньшей мере, частичного удаления H_2S из хвостовых газов до их доставки в емкость абсорбера и (ii) высвобождения потока, обогащенного по CO_2 , в емкость абсорбера в установке обработки хвостовых газов.

Вариант осуществления N. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-M, дополнительно включающий инсинератор для приема верхнего потока побочных продуктов из емкости абсорбера для сжигания.

Вариант осуществления O. Агрегат переработки газа из заявленного варианта осуществления N, где инсинератор производит сжигание либо по способу сжигания топливного газа, либо по способу каталитического сжигания.

Вариант осуществления P. Агрегат переработки газа из любых вариантов осуществления A-O, где углеводородный газовый поток содержит неочищенный природный газ с операции добычи углеводородов, поток дымовых газов из промышленной электрической станции или выбросы CO_2 цементного завода.

Вариант осуществления Q. Способ переработки углеводородного газового потока в агрегате переработки газа, при этом углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода, при этом способ включает разделение углеводородного газового потока в агрегате удаления кислотного газа на (i) нейтрализованный газовый поток и (ii) первый кислотный газовый поток, образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода; прием кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу и разделение кислотного газового потока на (i) жидкий поток эле-

ментарной серы и (ii) хвостовые газы, содержащие кислотные газовые примеси; прием хвостовых газов в установку обработки хвостовых газов и разделение хвостовых газов на (i) верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора, при этом второй кислотный газовый поток содержит существенную часть диоксида углерода в хвостовых газах; доставку второго кислотного газового потока из емкости регенератора в компрессорную станцию; создание давления для второго кислотного газового потока из емкости регенератора в компрессорной станции; и нагнетание второго кислотного газового потока в глубинный коллектор.

Вариант осуществления R. Способ из варианта осуществления Q, где в емкости абсорбера используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты, так что основное количество диоксида углерода, поступающего в установку обработки хвостовых газов, абсорбируется в емкости абсорбера и высвобождается из емкости абсорбера в емкость регенератора совместно с серосодержащими компонентами в виде потока обогащенного растворителя.

Вариант осуществления S. Способ из варианта осуществления R, где амин включает диэтаноламин (ДЭА), диизопропаноламин (ДИПА), моноэтанол (МЭА) или их комбинации.

Вариант осуществления T. Способ из варианта осуществления S, где амин включает метилдиэтаноламин (МДЭА); и амин МДЭА активируют для облегчения абсорбирования CO_2 .

Вариант осуществления U. Способ из варианта осуществления T, где амин МДЭА активируют при использовании пиперазина.

Вариант осуществления V. Способ из любых вариантов осуществления Q-U, дополнительно включающий предусматривание наличия множества скважин нагнетания кислотного газа для передачи второго кислотного газового потока от емкости регенератора в установку обработки хвостовых газов в глубинный коллектор в целях проведения операций методов повышения нефтеотдачи.

Вариант осуществления W. Способ из любых вариантов осуществления Q-V, где часть первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа отбирают в компрессорную станцию и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора установки обработки хвостовых газов.

Вариант осуществления X. Способ из любых вариантов осуществления R-W, дополнительно включающий отделение остаточного амина и конденсированной воды от диоксида углерода и серосодержащих компонентов во втором кислотном газовом потоке в емкости конденсатора; и направление остаточного амина и конденсированной воды обратно в емкость регенератора; где второй кислотный газовый поток из емкости регенератора отбирают через емкость конденсатора для удаления остаточного амина до его доставки в компрессорную станцию.

Вариант осуществления Y. Способ из любых вариантов осуществления Q-X, где агрегат переработки газа дополнительно включает агрегат обогащения кислотного газа для приема первого кислотного газового потока из агрегата удаления кислотного газа и разделения кислотного газового потока на (i) на верхний поток, обогащенный по CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенного по H_2S ; и способ дополнительно включает прием потока кислотного газа, обогащенного по H_2S , в качестве кислотного газового потока в установке извлечения серы по Клаусу; доставку верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорную станцию; создание давления для верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в компрессорной станции; и нагнетание верхнего потока, обогащенного по CO_2 , в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора установки обработки хвостовых газов.

Вариант осуществления Z. Способ из любых вариантов осуществления Q-Y, дополнительно включающий сжигание верхнего потока побочных продуктов из емкости абсорбера; и срамливание потока побочных продуктов сгорания в атмосферу.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ переработки углеводородного газового потока (410) в установке (400) переработки газа, при этом углеводородный газовый поток содержит серосодержащие компоненты и диоксид углерода, в котором разделяют углеводородный газовый потока в агрегате удаления (420) кислотного газа на (i) нейтрализованный газовый поток (422) и (ii) первый кислотный газовый поток (424), образованный главным образом из сероводорода и диоксида углерода; подают первый кислотный газовый поток (424) в установку (430) извлечения серы по Клаусу и разделяют первый кислотный газовый поток на (i) жидкий поток (432) элементарной серы и (ii) хвостовые газы (434, 310), содержащие кислотные газовые примеси; подают хвостовые газы (310) в установку обработки хвостовых газов (УОХГ; 440, 300В), содержащую генератор восстанавливающего газа (ГВГ; 320) и каталитический слой (330) для гидрирования хвостовых газов в потоке хвостовых газов, и превращения SO_2 и меркаптанов в H_2S , емкость абсорбера (340) и емкость регенератора растворителя (350), причем в установке обработки хвостового газа разделяют хвостовые газы (434, 310) на (i) верхний поток (444, 352) побочных продуктов из емкости абсорбера и (ii) второй кислотный газовый поток из емкости регенератора (372, 442), при этом второй кислотный газовый поток содержит существенную часть диоксида углерода в хвостовых газах; подают второй кислотный газовый поток (442) из емкости регенератора в компрессорную станцию (460); создают давление для

второго кислотного газового потока из емкости регенератора в компрессорной станции; и нагнетают второй кислотный газовый поток в глубинный коллектор (465); где в емкости абсорбера, который функционирует на основании противоточной схемы потоков, используют амин, который абсорбирует как диоксид углерода, так и серосодержащие компоненты, так что основное количество диоксида углерода, поступающего в установку обработки хвостовых газов, абсорбируется в емкости абсорбера и высвобождается из емкости абсорбера в емкость регенератора совместно с серосодержащими компонентами в виде потока обогащенного растворителя.

2. Способ по п.1, где амин содержит диэтаноламин (ДЭА), диизопропаноламин (ДИПА), моноэтаноламин (МЭА) или их комбинации.

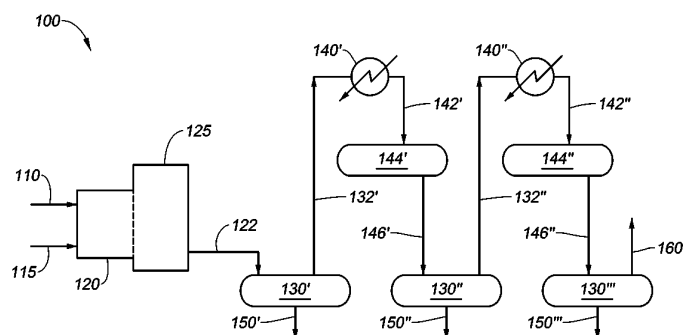
3. Способ по п.1, где амин содержит метилдиэтаноламин (МДЭА), активированный пиперазином, для облегчения абсорбирования CO_2 .

4. Способ по п.1, где часть первого кислотного газового потока из агрегата (426) удаления кислотного газа отбирают в компрессорную станцию (460) и подвергают воздействию давления для нагнетания в глубинный коллектор (465) совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора (442) установки обработки хвостовых газов.

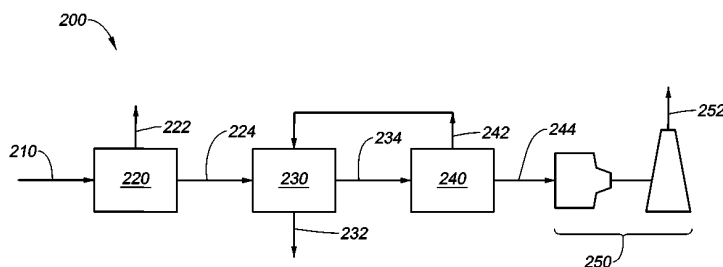
5. Способ по п.4, в котором дополнительно отделяют остаточный амин и конденсированную воду от диоксида углерода и серосодержащих компонентов во втором кислотном газовом потоке в емкости конденсатора; и направляют остаточный амин и конденсированную воду обратно в емкость регенератора; где второй кислотный газовый поток из емкости регенератора отбирают через емкость конденсатора для удаления остаточного амина до его доставки в компрессорную станцию.

6. Способ по п.1, в котором подают первый кислотный газовый поток из агрегата удаления кислотного газа в агрегат обогащения кислотного газа и разделяют кислотный газовый поток на (i) на верхний поток, обогащенный CO_2 , и (ii) поток кислотного газа, обогащенный H_2S ; и подают поток кислотного газа, обогащенного H_2S , в качестве кислотного газового потока в установку извлечения серы по Клаусу; доставляют верхний поток, обогащенный CO_2 , в компрессорную станцию; создают давление для верхнего потока, обогащенного CO_2 , в компрессорной станции; и нагнетают верхний поток, обогащенный CO_2 , в глубинный коллектор совместно со вторым кислотным газовым потоком из емкости регенератора установки обработки хвостовых газов.

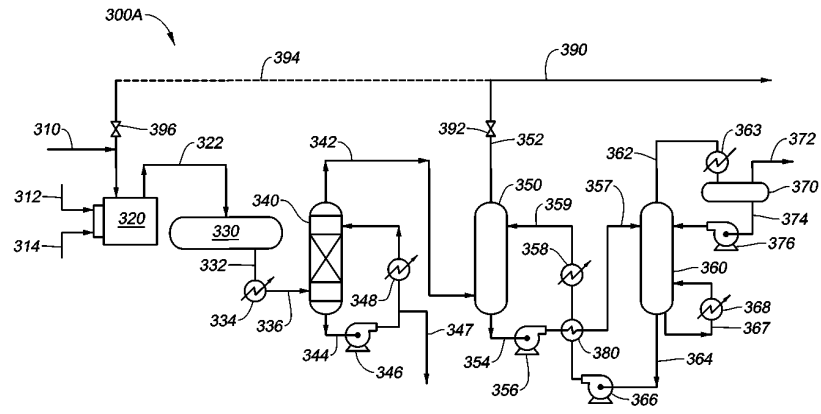
7. Способ по п.1, в котором дополнительно сжигают верхний поток побочных продуктов из емкости абсорбера и срабатывают поток побочных продуктов сгорания в атмосферу.



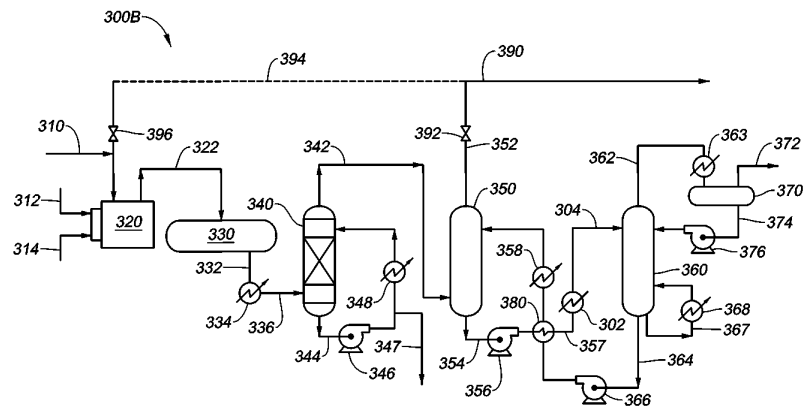
Фиг. 1



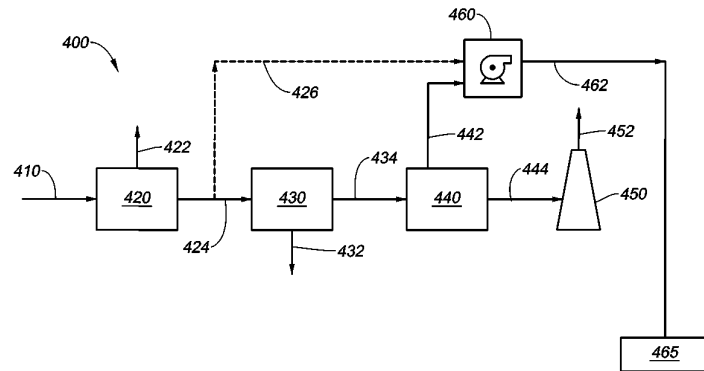
Фиг. 2



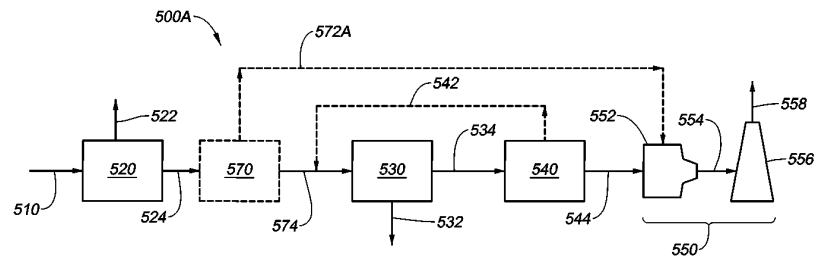
ФИГ. 3А



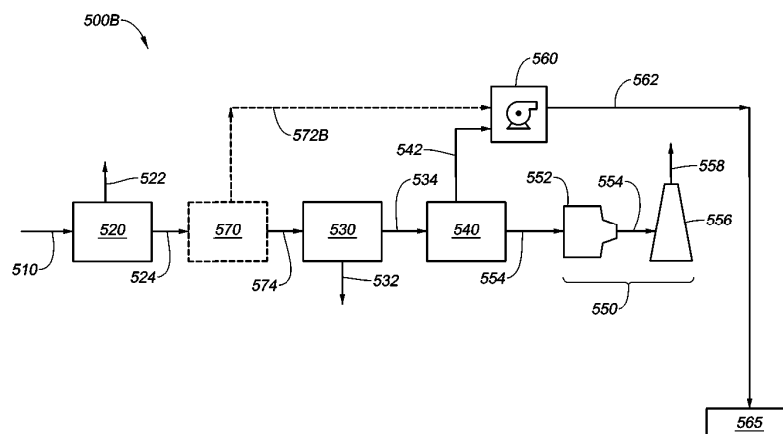
ФИГ. 3В



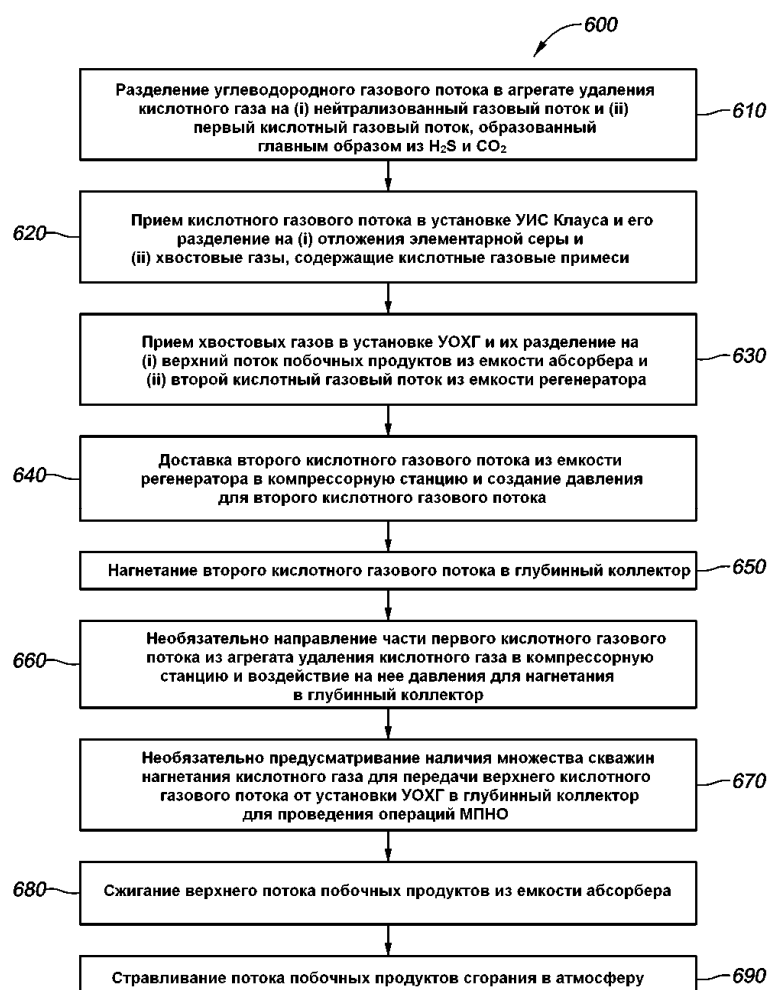
ФИГ. 4



ФИГ. 5А



Фиг. 5В



Фиг. 6

