



РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

(19) KZ (13) B (11) 34324

(51) E21B 43/40 (2006.01)

B01D 53/22 (2006.01)

F25J 3/00 (2006.01)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) 2018/0676.1

(22) 01.10.2018

(45) 15.05.2020, бюл. №19

(31) 62/569,705; 15/971,698

(32) 09.10.2017; 04.05.2018

(33) US; US

(72) ЧИНН, Дэниел (US); БХУВАНИА, Нитеш

(US); ХУСЕЙН, Шаббир (US); МАКДОНАЛЬД,

Рональд П. (US); ДАС, Тапан К. (US)

(73) ШЕВРОН Ю.Эс.Эй. ИНК. (US)

(74) Русакова Нина Васильевна; Жукова Галина

Алексеевна; Ляджин Владимир Алексеевич; Ляджин

Алексей Владимирович; Огай Ирина Климентовна

(56) RU 2520121 C2, 20.06.2012

EA 201291415 A1, 30.05.2013

US 006149344 A, 21.11.2000

RU 2028567 C1, 09.02.1995

(54) СИСТЕМЫ И СПОСОБЫ ДЛЯ
УСТРАНЕНИЯ УЗКИХ МЕСТ

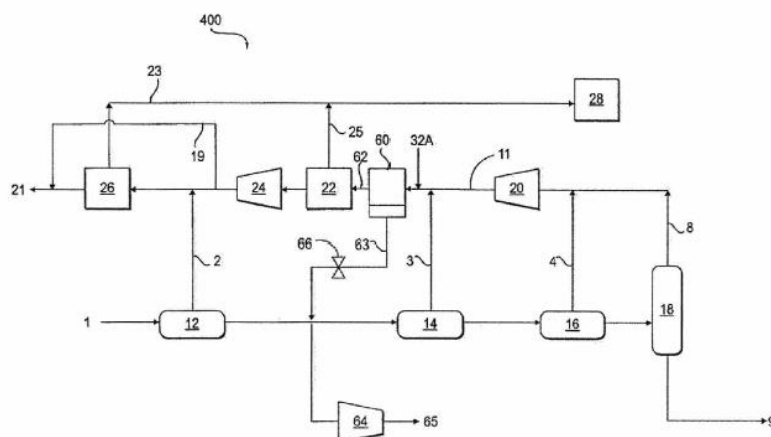
КОМПЛЕКСНОГО

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО

ЗАВОДА С НАГНЕТЕНИЕМ СЕРНИСТОГО

ГАЗА

(57) Раскрыты системы и способы увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающие удаление сероводорода и нагнетание сернистого газа в подземную формацию. Применяются селективные мембраны для сероводорода с целью устранения узких мест известных систем и способов, путем удаления сероводорода из узких этапов производственного процесса, включая компримирование сернистого газа, удаление сероводорода и нагнетание сернистого газа. Способ устранения узких мест комплексного завода включает установку селективной мембраны для сероводорода до установки аминной очистки, для удаления сероводорода из потока попутного газа и образования потока пермеата с высоким содержанием сероводорода и потока ретентата с низким содержанием сероводорода, но высоким содержанием углеводородных газов. Меньше сероводорода подается в установку аминной очистки и объемы добычи нефти выше, чем на комплексном заводе без селективной мембраны для сероводорода.



Фиг. 4

(19) KZ (13) B (11) 34324

Область изобретения

Данное раскрытие изобретения, в целом, относится к области систем и способов для добычи нефти и газа из нефтеносных и газоносных пластов с одновременным извлечением сероводорода из жидкостей, добытых из нефтеносных и газоносных пластов, и для нагнетания высокосернистого газа, содержащего сероводород, в подземную формацию. Данное раскрытие изобретения также относится к использованию мембран в технологической линии переработки нефти в таких системах и способах.

Уровень техники

Добыча жидкостей из нефтеносных и газоносных пластов, содержащих высокие уровни сероводорода (H_2S), требует извлечения H_2S из и добытой нефти, и добытого газа, и надежное его удаление. Существуют по меньшей мере два широко применяемых способа переработки природного газа с высоким уровнем H_2S . В одном известном способе весь поток природного газа, содержащего H_2S (также именуемый в данном тексте высокосернистым газом) обезвоживается, компримируется и повторно нагнетается под высоким давлением в подземную формацию. В другом известном способе газ обессеривается в установке аминной очистки с использованием скруббера, с последующими дегидратацией и, необязательно, фракционированием для извлечения пропана и бутана, до продажи его в качестве товарного газа (содержащего, главным образом, метан, этан и некоторое количество азота). H_2S и CO_2 , удаленные из газа во время обработки в установке аминной очистки (собираемые именуемые кислым газом), направляют на установку регенерации серы (URC), где H_2S превращают в свободную серу с помощью хорошо известной реакции Клауса. Часто, и установки аминной очистки, и URC представляют собой узкие места, ограничивающие общий объем производства.

Для отделения фазы нефти от добытых жидкостей, после отделения от природного газа и воды в одном или более трехфазном сепараторе, поток нефти часто подвергается одно- или многократному испарению для извлечения низкомолекулярных компонентов (включая H_2S). В конце, нефть направляется в ректификационную колонну, где из нефти дополнительно извлекается больше низкокипящих фракций и H_2S , для удовлетворения технических условий по давлению насыщенного пара нефтепродукта. Все газы после этапов испарения во время обработки нефти вместе с газами стабилизации нефти, могут соединяться, повторно компримироваться и смешиваться с высокосернистым газом. Некоторые комплексные производства включают параллельные технологические линии добычи нефти в комплексе с переработкой высокосернистого газа и нагнетанием высокосернистого газа.

Необходимо найти способы устранения узких мест комплексных производств по обработке добытых жидкостей, содержащих высокие уровни сероводорода, которые включают добычу нефти,

переработку высокосернистого газа и нагнетание высокосернистого газа.

Сущность изобретения

В одном аспекте, предлагается система для увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающая удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа. Система содержит: ряд последовательных сепараторов первой, второй и третьей ступени для разделения нефтегазовой смеси на нефтяную и газовую фазы при уменьшающихся давлениях; ректификационную колонну сырой нефти для получения нефтяной фазы после третьего нефтегазового сепаратора и образования стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти; компрессор низкого давления для компримирования потока газов стабилизации нефти, соединенных с газовой фазой после третьего нефтегазового сепаратора, и образования потока среднего давления; первую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока среднего давления, соединенного с газовым потоком после второго нефтегазового сепаратора, и образования первого потока пермеата, обогащенного сероводородом и первого потока ретентата, обедненного сероводородом, но обогащенного углеводородными газами; установку аминной очистки среднего давления для удаления сероводорода из первого потока ретентата и образования потока среднего давления, обедненного H_2S , и потока кислого газа низкого давления обогащенного H_2S ; компрессор среднего давления для компримирования потока среднего давления обедненного H_2S и образования потока высокого давления; установку аминной очистки высокого давления для удаления сероводорода из потока высокого давления, соединенного с газовой фазой после первого нефтегазового сепаратора и образования бессернистого газа обедненного H_2S и кислого потока низкого давления обогащенного H_2S ; установку Клауса для извлечения серы из потоков кислого газа с высоким содержанием H_2S , которые получают в аминных установках среднего и высокого давления; компрессор пермеата для компримирования первого потока пермеата и образования первого потока сжатого пермеата; перекачка по трубопроводам для доставки первого потока сжатого пермеата на завод, включающий установку нагнетания высокосернистого газа для нагнетания первого потока сжатого пермеата в подземную формацию.

В другом аспекте, предлагается система для увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающая удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа. Система содержит: ряд последовательных сепараторов первой, второй и третьей ступени для разделения нефтегазовой смеси на нефтяную и газовую фазы при уменьшающихся давлениях; ректификационную колонну сырой нефти для получения нефтяной фазы после третьего нефтегазового сепаратора и образования стабилизированной сырой нефти и потока газов

стабилизации нефти; компрессор низкого давления для компримирования потока газов стабилизации нефти, соединенных с газовой фазой после третьего нефтегазового сепаратора, и образования потока среднего давления; первую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока среднего давления, соединенного с газовым потоком после второго нефтегазового сепаратора, и образования первого потока пермеата обогащенного сероводородом и первого потока ретентата обедненного сероводородом, но обогащенного углеводородными газами; установку аминной очистки среднего давления для удаления сероводорода из первого потока ретентата и образования потока среднего давления, обедненного H_2S и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ; компрессор среднего давления для компримирования потока среднего давления, обедненного H_2S и образования потока высокого давления; вторую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока высокого давления, соединенного с газовой фазой после первого нефтегазового сепаратора, и образования потока второго пермеата, обогащенного сероводородом и потока, обедненного сероводородом, но высоким содержанием углеводородных газов; установку аминной очистки высокого давления для удаления сероводорода из потока второго ретентата и образования потока бессернистого газа и потока кислого газа; установку Клауса для получения серы из потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S , который получают в аминных установках среднего и высокого давления; компрессор пермеата для компримирования первого потока пермеата и второго потока пермеата, и образования сжатого нагнетаемого потока; и перекачка по трубопроводам для доставки сжатого нагнетаемого потока на завод, включающий установку нагнетания высокосернистого газа для нагнетания сжатого нагнетаемого потока в подземную формацию.

В другом аспекте, предлагается способ увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающий удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа. Способ включает: получение нефтяной фазы после третьего нефтегазового сепаратора и образование стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти в ректификационной колонне; компримирование потока газа стабилизации нефти, соединенного с газовой фазой после третьего нефтегазового сепаратора, и образование потока среднего давления в компрессоре низкого давления; удаления сероводорода из потока среднего давления, соединенного с газовой фазой после второго нефтегазового сепаратора, в первой селективной мембране для сероводорода, и образование первого потока пермеата, обогащенного сероводородом и первого потока ретентата, обедненного сероводородом, но обогащенного углеводородными газами; удаление сероводорода из первого потока ретентата в

аминной установке среднего давления, и образования потока среднего давления, обедненного H_2S и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ; компримирование потока среднего давления, обедненного H_2S в компрессоре среднего давления, и образования потока высокого давления; удаление сероводорода из потока высокого давления, соединенного с газовой фазой после первого нефтегазового сепаратора, во второй селективной мембране для сероводорода, и образование потока второго пермеата, обогащенного сероводородом и потока второго ретентата, обедненного сероводородом, но обогащенного углеводородными газами; удаление сероводорода из потока второго ретентата в установке аминной очистки высокого давления и образование потока бессернистого газа и потока кислого газа; переработка потоков кислого газа, обогащенного H_2S после установок аминной очистки среднего и высокого давления в установке Клауса и получение свободной серы; компримирование первого потока пермеата и второго потока пермеата, и образования сжатого нагнетаемого потока; нагнетание сжатого нагнетаемого потока в подземную формацию.

В другом аспекте, предлагается способ модернизации комплексного нефтегазодобывающего завода, включающего передел по переработке газа для переработки первого потока попутного газа, содержащего от 1 до 50% об. сероводорода, передел по нагнетанию высокосернистого газа для нагнетания первого потока высокосернистого газа в подземную формацию, и комбинированный передел для переработки второго потока попутного газа, содержащего от 1 до 50% об. сероводорода, и нагнетание второго потока высокосернистого газа в подземную формацию. Способ включает: установку первой селективной мембраны для сероводорода перед первой установкой аминной очистки для удаления сероводорода из первого потока попутного газа и образования первого потока пермеата с высоким содержанием сероводорода и первого потока ретентата с низким содержанием сероводорода, но высоким содержанием углеводородных газов; так чтобы в первую установку аминной очистки подавалось меньше сероводорода, чем на комплексном нефтегазодобывающем заводе без селективной мембраны для сероводорода, и комплексный нефтегазодобывающий завод имел увеличенный объем добычи нефти, по сравнению с комплексным нефтегазодобывающим заводом без селективной мембраны для сероводорода.

Краткое описание графических материалов

Эти и другие задачи, признаки и преимущества данного изобретения станут лучше понятны, ссылаясь на следующее описание и прилагаемые графические материалы. Графические материалы не рассматриваются, как ограничивающие сущность раскрытия изобретения. Числовые обозначения представляют собой подобные или соответствующие, но не обязательно идентичные,

элементы. Графические материалы иллюстрируют только типовые варианты реализации изобретения. Элементы и признаки, изображенные в графических материалах, не обязательно выполнены в масштабе, акцент сделан, в основном, на иллюстрировании принципов типовых вариантов реализации изобретения. Дополнительно, определенные размеры и позиции могут быть преувеличены, чтобы визуально передать такие принципы.

На Фиг.1 изображена принципиальная схема передела согласно известному уровню газоперерабатывающего техники.

На Фиг.2 газоперерабатывающего техники.

На Фиг.3 газоперерабатывающего техники.

На Фиг.4 изображена принципиальная передела согласно известному изображена принципиальная передела согласно известному изображена принципиальная газоперерабатывающего передела согласно определенным вариантам реализации изобретения.

На Фиг.5 изображена принципиальная газоперерабатывающего передела согласно определенным вариантам реализации изобретения.

Подробное описание сущности изобретения

На Фиг. 1 изображена принципиальная схема передела 100, в настоящее время применяемая в области техники, по переработке высокосернистого газа из жидкостей, добытых из нефтеносных и газоносных пластов (не показаны). Как изображено на Фиг. 1, нефтегазовая смесь или сырье 1 поступает в входную часть передела 100. Попутный газ, содержащийся в сырье 1, как правило, имеет состав, в качестве примера, а не ограничения, включающий диоксид углерода, сероводород, азот, метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, нормальный и изогексан, и т.п.

В "технологической линии переработки нефти" сырье 1 подвергается разделению с испарением газов в последовательности сепараторов очистки 12, 14 и 16, каждый сконструирован для отделения газа от нефти при поступательно более низких давлениях. Газовые потоки 2, 3 и 4 подвергаются испарению, соответственно, и отделяются от потоков сырой нефти 5, 6 и 7. Поток сырой нефти 7 из сепаратора НД 16, в итоге, направляется в ректификационную колонну сырой нефти 18, и образуется конечная стабилизированная сырая нефть 9. Стабилизированная сырая нефть относится к углеводородному продукту, который, в целом, готов к отправке на нефтеперерабатывающий завод для дальнейшей переработки в необходимые продукты, такие как лигроин, газолин, дизель, и т.п., и, в целом, относится к нефти с уменьшенным давлением насыщенного пара, таким образом, делая сырую нефть безопасной для транспортировки. Такая нефть может храниться в резервуаре с воздушником при атмосферном давлении или транспортироваться по трубопроводам. Действительные технические условия на стабилизированную нефть могут отличаться, но часто стабилизированная нефть имеет давление насыщенных паров по Рейду (RVP) 10-12 psia (абсолютное давление в фунтах на квадратный

дюйм). Требования технических условий касательно H_2S могут отличаться. Однако, в качестве примера, а не ограничения, доля H_2S находится в диапазоне от 10 до 60 частей на миллион.

Газ высокого давления (ВД) 2 после сепаратора высокого давления 12 перерабатывается в установке аминной очистки высокого давления 26. Кислые газы, такие как H_2S и CO_2 , отделяются от газовых потоков в установке аминной очистки, таким образом, давая потоки с высоким содержанием кислого газа и потоки с высоким содержанием углеводорода. В качестве не ограничивающего примера, поток кислого газа включает небольшое количество углеводородов, как правило, метана (C_1), водяной пар, диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S). Газ среднего давления (СД) 3 после сепаратора среднего давления 14 перерабатывается в отдельной установке аминной очистки среднего давления 22. Полученный газ 13 повторно компримируется в компрессоре среднего давления 24 и смешивается как газовый поток 19 с полученным после установки аминной очистки ВД 26 газом 21, если требования технических условий касательно H_2S удовлетворены. Бессернистый или полученный газ 21 направляется на дальнейшую переработку. В случаях, если требования технических условий касательно H_2S не удовлетворены, газ 17 направляется в установку аминной очистки 26. Газ стабилизации нефти низкого давления (НД) 4 после сепаратора низкого давления 16 смешивается с газом стабилизации нефти 8 после ректификационной колонны сырой нефти 18, и повторно компримируется в компрессоре низкого давления 20 и смешивается с газом СД 3. Весь H_2S , извлеченный после установок аминной очистки и СД 22, и ВД 2 6, направляется на установку Клауса или УРС 28, которые хорошо известны специалистам в области техники по обработке кислых газов, которые содержат относительно высокие концентрации H_2S . Установка Клауса 28 превращает по меньшей мере часть H_2S в свободную серу, которая впоследствии транспортируется и продается для коммерческого применения, как удобрения или в производстве серной кислоты. Как известно в области техники, часто установка аминной очистки 22, установка аминной очистки 26 и/или УРС 28 представляют собой узкие места в связи с ограниченной способностью перерабатывать высокие уровни сероводорода в каждой из этих установок.

На Фиг.2 изображена принципиальная схема передела по нагнетанию высокосернистого газа 200, в настоящее время применяемая в области техники. Как изображено, нефтяной поток 31 испаряется в сепараторе СД 14, следующем сепараторе НД 16 и ректификационной колонне сырой нефти 18. Отделенный газ НД 34 вместе с газом стабилизации нефти 38 после ректификационной колонны компримируется в компрессоре низкого давления 20, образуя поток 35. Поток 35 смешивается с отделенным газом СД 33, который также смешан с попутным газом 32 из месторождения, и компримируется в компрессоре СД 24 до получения

потока высокого давления 36, и, в конечном итоге, снова нагнетается в установку нагнетания высокосернистого газа 30. Установка нагнетания высокосернистого газа 30 включает компримирование влажного газа, обезвоживание и компримирования сухого газа, так чтобы поток газа, содержащего сероводород, мог нагнетаться в подземную формацию (не показана). Установка нагнетания высокосернистого газа 30 компримирует высокосернистый газ, как пример, от 1000 psia до 10000 psia, в зависимости от давления, необходимого для нагнетания высокосернистого газа в подземную формацию.

На Фиг.3 изображена другая принципиальная схема газоперерабатывающего передела 300, в настоящее время применяемая в области техники. На Фиг. 3 передел имеет комбинацию переработки газа для удаления сероводорода и нагнетания высокосернистого газа. Присутствуют одна установка аминной очистки 26 и установка нагнетания газа 30 с одинаковым давлением на входе. Все газы СД и НД (43 и 44, соответственно) соединяются с газом стабилизации нефти 48 и повторно компримируются в компрессоре НД 20 и компрессоре СД 24 для смешения с отделенным газом ВД 42. Никакая часть, некоторая часть или весь отделенный газ ВД 42 может соединяться с отходящим газом из компрессора 24 для образования потока 46, который подается на установку аминной очистки ВД 26 для переработки, образуя поток бессернистого газа 50 и поток кислого газа 51 для дальнейшей переработки в УРС 28. Необходимо, часть потоков 42 и/или 46 перенаправляется в газовый поток 47 в установке нагнетания высокосернистого газа 30.

Газоперерабатывающие переделы 100, 200 и 300, изображенные на Фиг.1-3 соответственно, работают параллельно, используя добытые жидкости в качестве обычного сырья, и в комплексе, так чтобы сырьевые потоки нефти и газа, полученные в сборной сети, направлялись на любой завод в любом количестве.

В одном варианте реализации изобретения, узкие места газоперерабатывающего передела 100, изображенного на Фиг.1, устранены. Применение селективной мембраны для сероводорода позволяет расширить мощность установки аминной очистки СД 22 и/или установки аминной очистки ВД 26, таким образом, увеличивая добычу нефти. В варианте реализации изобретения передела 400, изображенного на Фиг.4, селективная мембрана для сероводорода 60 установлена на газоперерабатывающем переделе 100, изображенном на Фиг.1, прямо перед установкой аминной очистки СД 22, так чтобы сжатый поток 11 после компрессора НД 20 и газовый поток СД 3 соединялись и поступали на вход мембраны 60. Мембрана 60 удаляет часть (например, от 25% об. до 50% об.) входящего H_2S . Образуется ретентат или поток продукта 62 с низким содержанием сероводорода, который поступает в установку аминной очистки СД 22. Образуется поток пермеата 63 с высоким содержанием сероводорода, который

поступает в компрессор пермеата 64 и повторно компримируется обратно до СД 20 бар, и направляется на вход компрессора 24, как изображено на переделе 200, изображенном на Фиг.2. В случаях, когда нужен дополнительный газ, спутный поток потока 32, т.е., 32А, из газоперерабатывающего передела 200 на Фиг. 2, вводится в поток 11 газоперерабатывающего передела 400, изображенно на Фиг. 4. Поток сжатого пермеата 65 направляется на соединение с газом СД 35 из Фиг.2. Перенаправлением большего количества попутного высокосернистого газа из передела 200 на передел 400 с устраненным узким местом достигают двух явлений. Во-первых, это позволяет переделу 400 полностью использовать мощность установок аминной очистки 22 и 26, при установленной мембране 60. Во-вторых, это высвобождает некоторую мощность компрессора 24 передела 200 для размещения потока сжатого пермеата 65 из передела 400. Дополнительно, или в альтернативном варианте, поток сжатого пермеата 65 направляется на соединение с газом СД 43 передела 300 и перенаправляется в установку нагнетания высокосернистого газа 30.

Путем установки мембраны 60, как показано на Фиг.4, можно увеличить мощность установок аминной очистки 22 и 26 передела 100. Сырьевой нефтегазовый поток 1 на переделе 400 может быть увеличен после установки мембраны 60 до полного использования мощностей установок аминной очистки 22 и 26, при условии, что предельная мощность компрессора 24 передела 300 не превышает. В альтернативном варианте, объединенный высокосернистый газ из передела 200 (спутный поток потока 32, т.е., 32А) вводится, как описано выше, перед мембраной 60. В этом процессе передел 200, изображенный на Фиг. 2, имеет высокосернистый газ с немного завышенным процентным содержанием H_2S для нагнетания в подземную формацию, в то время как передел 400, изображенный на Фиг.4 имеет для переработки высокосернистый газ с намного меньшим процентным содержанием H_2S ; в результате чего эта схема позволяет производить больше бессернистого газа 21 и нефти 9, по сравнению с переделом 100, изображенным на Фиг.1.

В варианте реализации изобретения передела 500, изображенного на Фиг.5, H_2S -селективные мембраны устанавливаются выше по потоку как установки аминной очистки ВД 2 6, так и установки аминной очистки СД 22 передела 100 (изображено на Фиг.1). Для максимального использования мощностей существующих установок аминной очистки 22 и 26, и УРС 28, суммарный объем расхода нефтегазового потока 1 (при постоянном соотношении газ- нефть) на переделе 500 увеличивается, или увеличивается соотношение газ-нефть в нефтегазовом потоке 1 (при постоянном суммарном объеме расхода). В альтернативном варианте, часть объединенного потока 32 с передела 200 (Фиг.2) направляется на вход мембраны 60 передела 500. Это высвободит мощность компрессора 24 передела 200 для размещения

потоков пермеата (потоки 73 и 63 из мембранных установок ВД и СД 70 и 60, соответственно) от мембран передела 500, таким образом, расширяя мощности установок аминной очистки 22 и 26 передела 500 и позволяя перерабатывать постепенно нарастающее количество газа СД 32А от передела 200 переделом 500. Потоки пермеата с высоким содержанием H_2S 73 и 63 после мембранных установок ВД и СД 70 и 60 компримируются в компрессоре 64 до получения потока 65, который вводится в поток 35 (вход компрессора 24) передела 200, изображенного на Фиг.2, где они впоследствии нагнетаются в подземную формацию (не показана).

В этом и всех вариантах реализации изобретения, H_2S - селективная мембрана 60 и 70 представляет собой любую полимерную мембрану, известную для использования в мембранной сепарации, включая, но не ограничиваясь, мембраны, сделанные из ацетата целлюлозы, триацетата целлюлозы, полиамида или каучуковых полимеров, таких как полиэфирблокамид (РЕВА, например, Ребах®, продается в Arkema Inc., Король Пруссии, Пенсильвания) и полиуретаны, которые имеют предпочтительную проницаемость для H_2S перед углеводородами, такими как метан, этан, пропан и бутан. Предпочтительно мембраны имеют селективность по паре H_2S/CH_4 10 или более, измеренную для сырья с температурой $35^\circ C$ и давлением 300 фунт/кв. дюйм изб.. Под "селективностью по паре H_2S/CH_4 " подразумевают отношение проницаемостей H_2S к метану в

многокомпонентном газовом потоке. В другом варианте реализации изобретения, селективность по паре H_2S/CH_4 составляет по меньшей мере 20. Еще в одном варианте реализации изобретения, селективность по паре H_2S/CH_4 составляет по меньшей мере 40. Также, в идеальном варианте, проницаемость H_2S составляет 0,4 или более от проницаемости CO_2 , измеренная для сырья при $35^\circ C$ и 300 фунт/кв. дюйм изб.. В другом варианте реализации изобретения, проницаемость H_2S составляет более, чем 0,6 от проницаемости CO_2 . И еще в одном варианте реализации изобретения, проницаемость H_2S составляет более, чем 0,9 от проницаемости CO_2 . Что касается формы мембраны, как пример, а не ограничение, форма мембраны представляет собой полое волокно или плоскую пленку, установленную в поволоконном мембранном модуле, спирально- навитой модуль или плиточно-рамный модуль. Специалистам в области техники мембранной сепарации будет понятно, что могут использоваться другие конфигурации мембран для сепарации газов.

В Таблице 1 приведены некоторые типовые данные для лабораторной мембраны, которая показывает предпочтительную селективность по H_2S и CO_2 перед метаном. Эта мембрана аналогична тем, что описаны в патентах США № 2010/0186586A1 и США №№ 6932859B2 и 7247191B2.

Таблица 1

Разделение газа с использованием 6fda:Dam:Daba (3:2) поперечно-сшитой мембраны

СЫРЬЕ	Темп. (градусов $^\circ C$)	СЫРЬЕ (фунт/кв. дюйм изб.)	Проницаемость CH_4 (GPU)	Проницаемость CO_2 (GPU)	Проницаемость H_2S (GPU)
Чистый газ CH_4 и чистый газ CO_2	35	300	1,2	55	нет данных
4,1% H_2S , 21% CO_2 , 74,9% CH_4	38	905	0,55	13	5,6
20,5% H_2S , 3, 9% CO_2 , 75, 6% CH_4	38	300	0,85	22	13
	38	605	0,71	17	10
	54	300	0,98	22	12
	54	575	0,87	18	10

Модули имеют 3 волокна, 260 микрон 00, 12,5 см L (площадь полезной поверхности=3,06см²). Межтрубное сырье, давление пермеата=0 фунт/кв. дюйм изб., доля проникающего через мембрану потока <1.2%, скорость подачи сырья: 244-256 сек/мин

Предпочтительно, используя варианты реализации изобретения, описанные выше, передел 200, изображенный на Фиг.2, может нагнетать высокосернистый газ с несколько завышенным процентным содержанием H_2S , в то время как передел 100, изображений на Фиг.1, может перерабатывать высокосернистый газ с несколько

заниженным процентным содержанием H_2S . В обоих случаях установка мембран 60 и/или 70 дает преимущества.

В одном варианте реализации изобретения, передел 100, имеющий узкие места, изображенный на Фиг.1 может быть реконструирована, чтобы достичь уровня передела 400 с реконструированными узкими местами, изображенными на Фиг.4. Для завершения модернизации линия 11 отсоединяется в точке до установки аминной очистки СД 22 и в точке после введения газового потока 3 в линию 11, и подсоединяется ко входу в мембрану 60. Ретентат после выхода из мембраны 60 подсоединяется ко входу в установку аминной очистки СД 22. Компрессор пермеата 64 подсоединяется к пермеату на выходе из мембраны 60. Клапан 66 устанавливается между мембраной 60 и новым компрессором пермеата 64 для управления давлением пермеата.

В одном варианте реализации изобретения, передел 100, имеющий узкие места, изображенный на Фиг.1, может быть реконструирована, чтобы достичь уровня передела 500 с реконструированными узкими местами, изображенными на Фиг.5. Для завершения реконструкции линия 11 отсоединяется в точке до установки аминной очистки СД 22 и в точке после введения газового потока 3 в линию 11, и подсоединяется ко входу в мембрану 60. Ретентат после выхода из мембраны 60 подсоединяется ко входу в установку аминной очистки СД 22. Компрессор пермеата 64 подсоединяется к выходу пермеата из мембраны 60. Клапан 66 устанавливается между мембраной 60 и новым компрессором пермеата 64 для управления давлением пермеата. Линия 17 отсоединяется в точке до установки аминной очистки ВД 26 и в точке после введение газового потока 2 в линию 17, и подсоединяется ко входу в мембрану 70. Выход ретентата из мембраны 70 подсоединяется ко входу в установку аминной очистки ВД 26. Пермеат после выхода из мембраны 70 подсоединяется к компрессору пермеата 64. Клапан 67 устанавливается между мембраной 70 и компрессором пермеата 64 для управления давлением пермеата.

Следует отметить, что только компоненты, относящиеся к раскрытию изобретения, показаны на фигурах, и что много других компонентов, которые обычно являются частью системы переработки газа, переработки нефти и/или нагнетания газа, не показаны с целью упрощения. Из вышеизложенного описания изобретения специалисты в данной области техники оценят улучшения, изменения и модификации, которые предполагается рассмотреть в прилагаемой формуле изобретения.

Для осуществления этого описания и формулы изобретения, если иное не указано, все числа, выражающие количества, проценты или отношения, и другие числовые значения, использованные в описании и формуле изобретения, должны пониматься как модифицированные во всех случаях

с помощью термина "около". Соответственно, если не указано противоположное, числовые параметры, изложенные в следующем описании изобретения и прилагаемой формуле изобретения, являются приближенными значениями, которые могут меняться в зависимости от требуемых искомым свойств, которые предполагают обеспечить с помощью настоящего изобретения. Необходимо отметить, что использованные в данном описании изобретения и прилагаемой формуле изобретения существительные в единственном числе, включают ссылки на множественное число, если определено и однозначно они не ограничиваются единственным числом.

Если не указано иное, перечисление родов элементов, материалов или других компонентов, из которых выбирают индивидуальный компонент или смесь компонентов, предполагает включать все возможные субродовые комбинации перечисленных компонентов и их смесей. Также, предполагается, что "содержит", "включает" и его варианты не ограничивают объем изобретения, поэтому перечисление позиций в списке не исключает других подобных элементов, которые также могут быть полезны в материалах, составах, способах и системах данного изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающая удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа, содержащая:

a. серию из последовательных первого, второго и третьего сепараторов для разделения нефтегазовой смеси на фазы нефти и газа при уменьшающихся давлениях;

b. ректификационную колонну сырой нефти для получения фазы нефти из третьего нефтегазового сепаратора и образования стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти;

c. компрессор низкого давления для компримирования потока газов стабилизации нефти, объединенных с газовой фазой из третьего нефтегазового сепаратора, для образования потока среднего давления;

d. первую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока среднего давления, объединенного с газовой фазой из второго нефтегазового сепаратора, для образования первого потока пермеата, обогащенного сероводородом, и первого потока ретентата, обедненного сероводородом, и обогащенного углеводородными газами;

e. установку аминной очистки среднего давления для удаления сероводорода из первого потока ретентата для образования потока среднего давления, обедненного H_2S , и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ;

f. компрессор среднего давления для компримирования потока среднего давления с

низким содержанием H_2S для образования потока высокого давления;

g. установку аминной очистки высокого давления для удаления сероводорода из потока высокого давления, объединенного с газовой фазой из первого нефтегазового сепаратора, для образования потока бессернистого газа, обедненного H_2S , и кислого потока низкого давления, обогащенного H_2S ;

h. установку Клауса для регенерации серы из потоков кислого газа обогащенного H_2S , полученных из установок аминной очистки среднего давления и высокого давления;

i. компрессор пермеата для компримирования первого потока пермеата для образования первого потока сжатого пермеата/ и

j. транспортировку по трубопроводам для доставки первого потока сжатого пермеата к переделу, содержащему установку нагнетания высокосернистого газа для нагнетания первого потока сжатого пермеата в подземную формацию.

2. Система для увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающая удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа, содержащая:

a. серию из последовательных первого, второго и третьего сепараторов для разделения нефтегазовой смеси на фазы нефти и газа при уменьшающихся давлениях;

b. ректификационную колонну сырой нефти для получения фазы нефти из третьего нефтегазового сепаратора и образования стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти;

c. компрессор низкого давления для компримирования потока газов стабилизации нефти, объединенных с газовой фазой из третьего нефтегазового сепаратора, для образования потока среднего давления;

d. первую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока среднего давления, объединенного с газовой фазой из второго нефтегазового сепаратора, для образования первого потока пермеата, обогащенного сероводородом, и первого потока ретентата, обедненного сероводородом и обогащенного углеводородными газами;

e. установку аминной очистки среднего давления для удаления сероводорода из первого потока ретентата для образования потока среднего давления, обедненного H_2S и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ;

f. компрессор среднего давления для компримирования потока среднего давления, обедненного H_2S для образования потока высокого давления;

g. вторую селективную мембрану для сероводорода для удаления сероводорода из потока высокого давления, объединенного с газовой фазой из первого нефтегазового сепаратора, для образования второго потока пермеата, обогащенного сероводородом, и второго потока ретентат, обедненного сероводородом, и обогащенного углеводородными газами;

h. установку аминной очистки высокого давления для удаления сероводорода из второго потока ретентата для образования потока бессернистого газа и потока кислого газа;

i. установку Клауса для регенерации серы из потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S , полученного из установок аминной очистки среднего и высокого давления;

j. компрессор пермеата для компримирования первого потока пермеата и второго потока пермеата для образования сжатого нагнетаемого потока; и

k. транспортировку по трубопроводам для доставки сжатого нагнетаемого потока к переделу, содержащему установку нагнетания высокосернистого газа для нагнетания сжатого нагнетаемого потока в подземную формацию.

3. Способ увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающий удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа, включающий:

a. разделение нефтегазовой смеси на фазы нефти и газа в серии из последовательных первого, второго и третьего сепараторов при уменьшающихся давлениях;

b. получение нефтяной фазы из третьего нефтегазового сепаратора и образование стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти в ректификационной колонне сырой нефти;

c. компримирование потока газа стабилизации нефти, соединенного с газовой фазой из третьего нефтегазового сепаратора, для образования потока среднего давления в компрессоре низкого давления;

d. удаление сероводорода из потока среднего давления, объединенного с газовой фазой из второго нефтегазового сепаратора, в селективной мембране для сероводорода, для образования потока пермеата, обогащенного сероводородом и потока ретентата, обедненного сероводородом и обогащенного углеводородными газами;

e. удаление сероводорода из потока ретентата в установке аминной очистки среднего давления для образования потока среднего давления, обедненного H_2S и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ;

f. компримирование потока среднего давления, обедненного H_2S в компрессоре среднего давления для образования потока высокого давления;

g. удаление сероводорода из потока высокого давления, объединенного с газовой фазой из первого нефтегазового сепаратора, в установке аминной очистки высокого давления для образования потока бессернистого газа и потока низкого давления, обогащенного H_2S ;

h. переработку потоков кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S из установок аминной очистки среднего давления и высокого давления, и образование свободной серы в установке Клауса;

i. компримирования потока пермеата в компрессоре пермеата для образования потока сжатого пермеата; и

j. транспортировку по трубопроводам потока сжатого пермеата к переделу, содержащему

установку нагнетания высокосернистого газа для нагнетания потока высокосернистого газа в подземную формацию.

4. Способ увеличения добычи нефти на комплексном нефтегазодобывающем заводе, включающий удаление сероводорода и нагнетание высокосернистого газа, включающий:

а. разделение нефтегазовой смеси на фазы нефти и газа в серии из последовательных первого, второго и третьего сепараторов при уменьшающихся давлениях;

б. получение нефтяной фазы из третьего нефтегазового сепаратора и образование стабилизированной сырой нефти и потока газов стабилизации нефти в ректификационной колонне сырой нефти;

с. компримирование потока газа стабилизации нефти, объединенного с газовой фазой из третьего нефтегазового сепаратора, для образования потока среднего давления в компрессоре низкого давления;

д. удаление сероводорода из потока среднего давления, объединенного с газовой фазой из второго нефтегазового сепаратора, в первой селективной мембране для сероводорода, для образования первого потока пермеата, обогащенного сероводородом, и первого потока ретентата, обедненного сероводородом и обогащенного углеводородными газами;

е. удаление сероводорода из первого потока ретентата в установке аминной очистки среднего давления для образования потока среднего давления, обедненного H_2S , и потока кислого газа низкого давления, обогащенного H_2S ;

ф. компримирование потока среднего давления, обедненного H_2S в компрессоре среднего давления для образования потока высокого давления;

г. удаление сероводорода из потока высокого давления, объединенного с газовой фазой из первого нефтегазового сепаратора, во второй селективной мембране для сероводорода, для образования второго потока пермеата, обогащенного сероводородом, и второго потока ретентата, обедненного сероводородом и обогащенного углеводородными газами;

h. удаление сероводорода из второго потока ретентата в установке аминной очистки высокого давления для образования потока бессернистого газа и потока кислого газа;

і. переработку потоков кислого газа, обогащенного H_2S после установок аминной очистки среднего давления и высокого давления в установке Клауса и получение свободной серы;

ј. компримирование первого потока пермеата и второго потока пермеата для образования сжатого нагнетаемого потока; и

к. нагнетание сжатого нагнетаемого потока в подземную формацию.

5. Способ устранения узких мест комплексного нефтегазодобывающего завода, содержащего газоперерабатывающий передел для переработки первого потока попутного газа, содержащего 1-50% об. сероводорода, передел по нагнетанию высокосернистого газа для нагнетания первого потока сернистого газа в подземную формацию, и комбинированный передел для переработки второго потока попутного газа, содержащего 1-50% об. сероводорода, и нагнетание второго потока высокосернистого газа в подземную формацию, включающий: установку первой селективной мембраны для сероводорода до первой установки аминной очистки для удаления сероводорода из первого потока попутного газа и формирования первого потока пермеата с высоким содержанием сероводорода, и первого потока ретентата с низким содержанием сероводорода и высоким содержанием углеводородных газов;

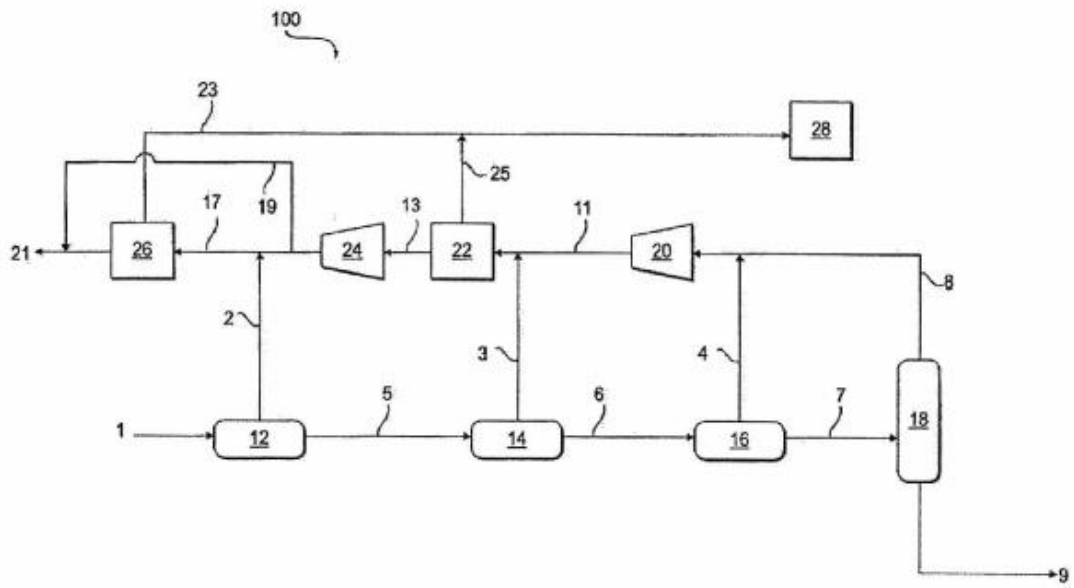
так чтобы в первую установку аминной очистки подавалось меньше сероводорода, чем на комплексном нефтегазодобывающем заводе без селективной мембраны для сероводорода, и комплексный нефтегазодобывающий завод имел увеличенный объем добычи нефти, по сравнению с комплексным нефтегазодобывающим заводом без селективной мембраны для сероводорода.

6. Способ по п. 5, *отличающийся* тем, что комплексный нефтегазодобывающий завод имеет увеличенный объем добычи нефти, по сравнению с комплексным нефтегазодобывающим заводом без селективной мембраны для сероводорода.

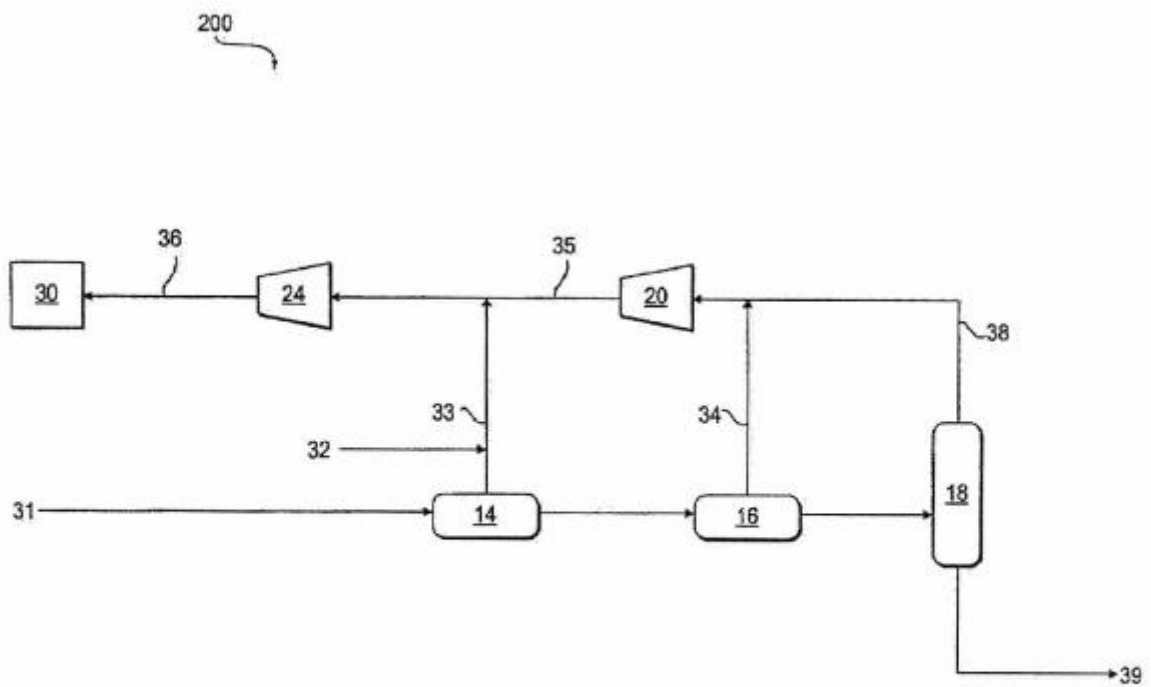
7. Способ по п. 5, *отличающийся* тем, что комплексный нефтегазодобывающий завод имеет увеличенную скорость подачи сырья, по сравнению с комплексным нефтегазодобывающим заводом без селективной мембраны для сероводорода.

8. Способ по п. 5, *отличающийся* тем, что комплексный нефтегазодобывающий завод имеет увеличенную скорость нагнетания высокосернистого газа, по сравнению с комплексным нефтегазодобывающим заводом без селективной мембраны для сероводорода.

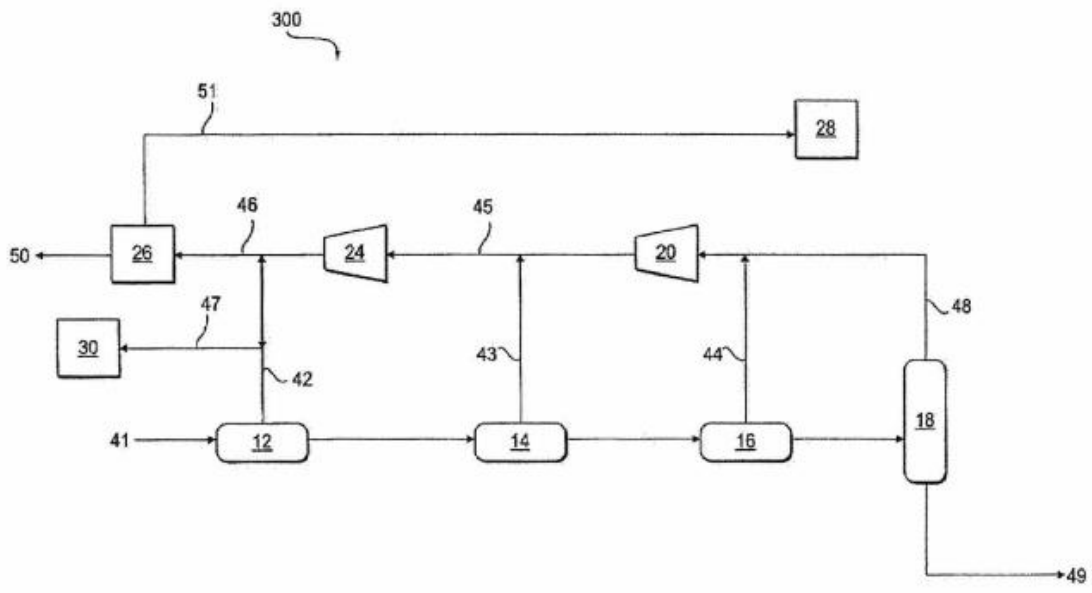
9. Способ по п. 5, дополнительно включающий установку второй селективной мембраны для сероводорода до второй установки аминной очистки после первой установки аминной очистки, для дополнительного удаления сероводорода из первого потока попутного газа.



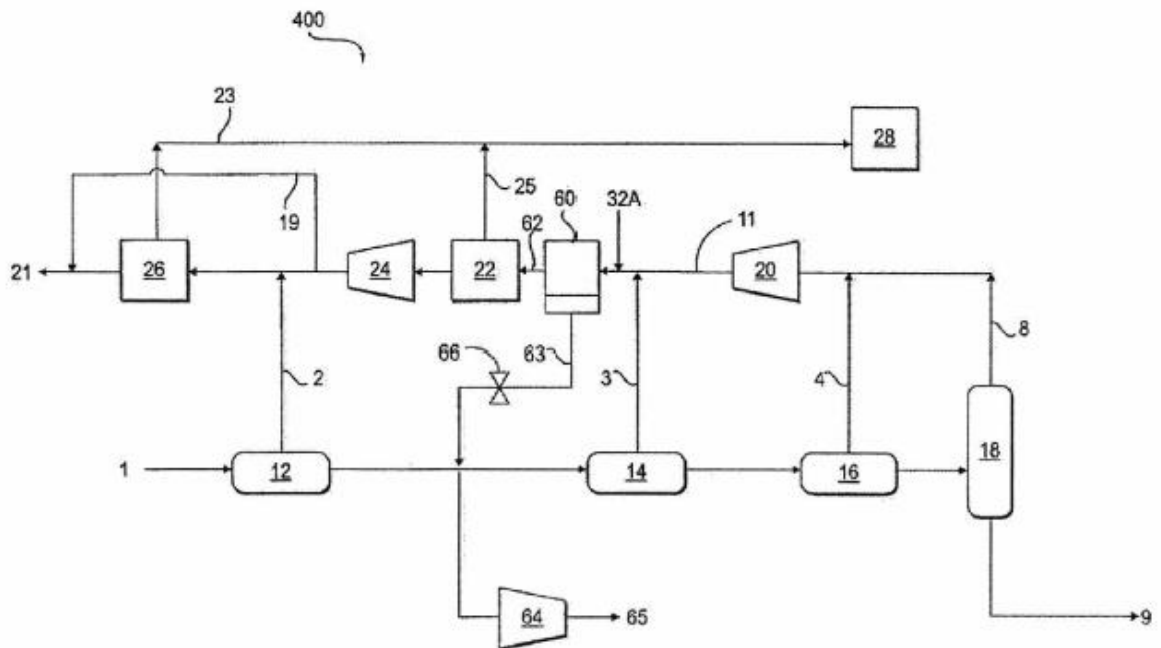
Фиг. 1
(известный
уровень техники)



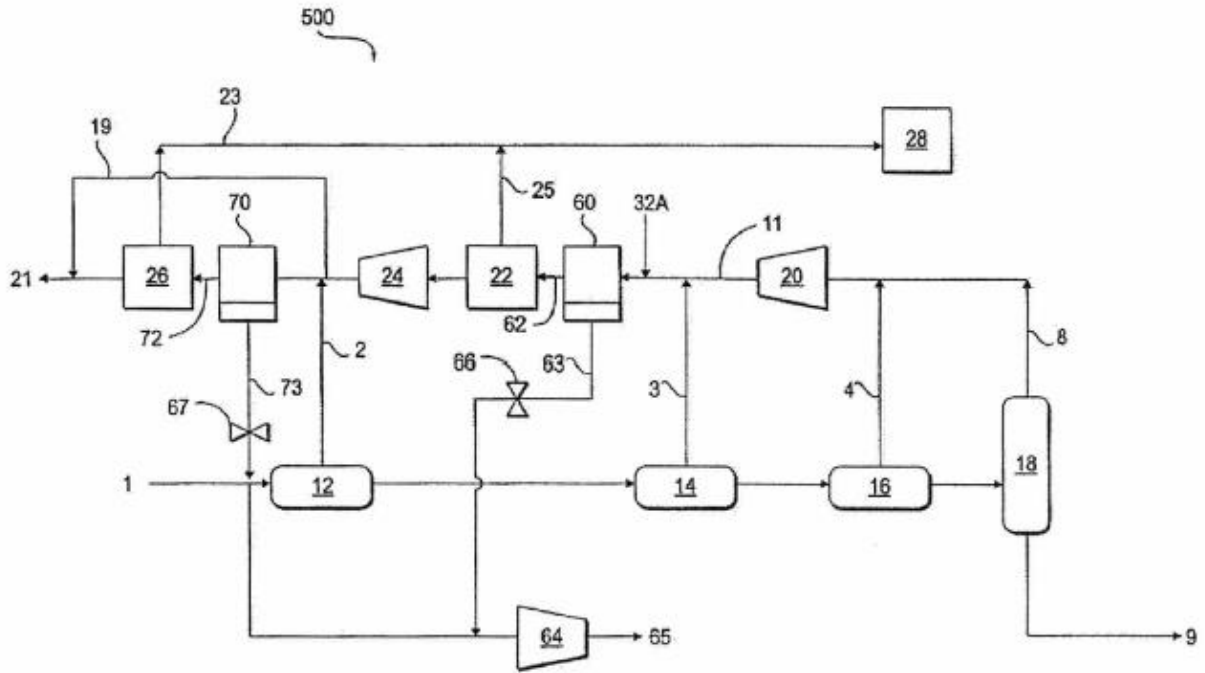
Фиг. 2
(известный
уровень техники)



Фиг. 3
(известный
уровень техники)



Фиг. 4



Фиг. 5