



#### Область техники

Данное описание, в целом, относится к области добычи нефти и газа из нефтяных и газовых месторождений с одновременным извлечением сероводорода из полученных текучих сред, добытых из нефтяных и газовых месторождений, и для нагнетания высокосернистого газа, содержащего сероводород, в подземную формацию. Данное описание также относится к использованию устойчивых к высокой температуре мембран и интеграции технологического тепла для обеспечения эффективности переработки газа.

#### Уровень техники

Добыча жидкостей из нефтяных и газовых месторождений, содержащих высокие уровни сероводорода ( $H_2S$ ), требует извлечения  $H_2S$  как из добытой нефти, так и из добытого природного газа, и безопасное его удаление. Существует 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 называемый в данном тексте высокосернистым газом), обезвоживается, подвергается сжатию и снова нагнетается под высоким давлением в подземную формацию. В другом известном способе газ обессеривается в установке аминовой очистки с использованием аминного 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 аминовой очистки (собираательно именуемые кислым газом), направляют на установку извлечения серы (УИС), где  $H_2S$  превращают в свободную серу с помощью хорошо известной реакции Клауса. Дополнительная установка обработки хвостовых газов предлагает дополнительную обработку, чтобы обеспечить минимальные выбросы  $SO_x$ . Для оптимального выполнения работы газоперерабатывающей установки желательна температура выше  $60^\circ C$ . Это обусловлено тем, что первый элемент оборудования в газоперерабатывающей установке часто представляет собой входной нефтегазовый сепаратор, что требует достаточной температуры для выпаривания легких газов из нефти.

Для отделения фазы нефти от добытых текучих сред, после отделения от природного газа и воды в одном или более трехфазном сепараторе, поток нефти часто подвергается одно- или многократному выпариванию для извлечения низкомолекулярных компонентов (включая  $H_2S$ ). В конце нефть направляется в колонну стабилизации, где из нефти дополнительно извлекается большая низкокипящая фракция и  $H_2S$  для удовлетворения технического условиям по давлению насыщенного пара товарной нефти. Все газы после этапов выпаривания во время обработки нефти вместе с отделенными газами могут соединяться, повторно сжиматься и смешиваться с высокосернистым газом. Некоторые комплексные производства включают параллельные

технологические линии добычи нефти в комплексе с переработкой высокосернистого газа и нагнетанием высокосернистого газа.

На текущем уровне техники существуют некоторые масштабные проблемы, при которых газовый фактор (ГФ) на входе и %  $H_2S$  на участках добычи скважин имеют свойство увеличиваться со временем по мере выработки пласта и продолжительного нагнетания высокосернистого газа. Часто производства спроектированы с конечными возможностями по обработке  $H_2S$  и конверсии серы и возможностями по нагнетанию высокосернистого газа, что может устанавливать предел для добычи.

В патенте США №8869890 (Chinn и сотр.) введена идея применения мембран для усовершенствования переработки нефти и газа. Однако одно из затруднений, связанных с некоторыми современными коммерческими мембранами на данном уровне техники, заключается в соответствии температуры газа, требуемой для оптимальной производительности мембранного разделения. Для мембран на основе полимерного материала, такого как ацетат целлюлозы и триацетат целлюлозы, рабочие температуры за пределами  $50-60^\circ C$  приводят к значительному снижению эффективности разделения. Было бы желательно найти пути избежания этого снижения эффективности разделения.

#### Краткое описание изобретения

В одном аспекте предлагается система для увеличения добычи нефти и/или газа на нефтегазодобывающей установке, включающая удаление сероводорода. Система содержит сепаратор для разделения потока добытой из подземного пласта текучей среды на поток попутного газа, содержащий от 1 до 50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти; компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа с образованием первого потока сжатого попутного газа; и селективную к сероводороду мембрану ниже по потоку от компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов при температуре от  $85^\circ C$  до  $95^\circ C$ . Селективная к сероводороду мембрана содержит полимер, выбранный из группы, состоящей из полиимидов, полиэфирблокамида (ПЭБА, например, Pebax®, продается в Arkema Inc., Кинг-оф-Пруссия, Пенсильвания) и полиуретанов. Система дополнительно включает газоперерабатывающую установку для получения потока подаваемого газа, содержащего поток ретентата и часть потока нефти из сепаратора. Газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из потока подаваемого газа и производства потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов. Система дополнительно включает

установку Клауса для преобразования сероводорода в потоке с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

В другом аспекте предлагается система для увеличения добычи нефти и/или газа в установке добычи нефти и газа, включающая удаление сероводорода, которая включает сепаратор для разделения потока добытой из подземного пласта текучей среды на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти; компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа с образованием первого потока сжатого попутного газа; селективную к сероводороду мембрану ниже по потоку от компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов; перекрестный теплообменник для приема выходящего потока из компрессора попутного газа и потока ретентата, образуя тем самым более теплый поток ретентата и более холодный выходящий поток; и газоперерабатывающую установку для приема потока подаваемого газа, содержащего более теплый поток ретентата и часть потока нефти из сепаратора. Газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из потока подаваемого газа и производства потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов. Система дополнительно включает установку Клауса для преобразования сероводорода в потоке с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

В другом аспекте предлагается способ увеличения добычи нефти и/или газа в установке добычи нефти и газа, включающий удаление сероводорода, который включает разделение потока добытой из подземного пласта текучей среды на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти; компримирование первой части потока попутного газа с образованием первого потока сжатого попутного газа; и удаление сероводорода из первой части потока попутного газа и образование потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов в селективной к сероводороду мембране. В перекрестном теплообменнике принимаются выходящий поток из компрессора попутного газа и поток ретентата, и образуются более теплый поток ретентата и более холодный выходящий поток. В газоперерабатывающей установке принимаются поток подаваемого газа, содержащий более теплый поток ретентата, и часть потока нефти из сепаратора. Газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из потока подаваемого газа и

производства потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов, и установку Клауса для преобразования сероводорода в потоке с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

В другом аспекте предлагается способ модернизации установки добычи нефти и газа, включающей сепаратор для разделения потока добытой из подземного пласта текучей среды на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти; компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа с образованием первого потока сжатого попутного газа; селективную к сероводороду мембрану ниже по потоку от компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов; и газоперерабатывающую установку для приема потока подаваемого газа, содержащего поток ретентата и часть потока нефти из сепаратора, при этом газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из потока подаваемого газа и производства сероводородного потока и потока с повышенным содержанием углеводородов; и установку Клауса для преобразования сероводорода в потоке с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу. Способ модернизации включает добавление перекрестного теплообменника для приема выходящего потока из компрессора попутного газа и потока ретентата с образованием таким образом более теплого потока ретентата и более холодного выходящего потока; подачу более теплого потока ретентата и части потока нефти из сепаратора в газоперерабатывающую установку; и подачу более холодного выходящего потока на селективную к сероводороду мембрану.

Краткое описание графических материалов

Эти и другие задачи, признаки и преимущества данного изобретения станут лучше понятны со ссылкой 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 увеличены, чтобы визуально передать такие принципы.

На Фиг.1 изображена принципиальная схема установки для переработки нефти и газа согласно предшествующему уровню техники.

На Фиг.2 изображена принципиальная схема установки для переработки нефти и газа согласно определенным типовым вариантам реализации изобретения.

На Фиг.3 изображена принципиальная схема установки для переработки нефти и газа согласно определенным типовым вариантам реализации изобретения.

Подробное описание изобретения

В одном варианте реализации изобретения текучие среды из одного или более нефтеносных и газоносных пластов поступают на производства, которые перерабатывают высокосернистый газ и производят нефть и бессернистый газ. Пласты могут вырабатываться на протяжении многих лет и могут характеризоваться быстрой потерей давления в пласте и увеличением ГФ. По этой причине требуется увеличение давления путем компримирования. Ссылаясь на Фиг. 1, изображена принципиальная схема установки 100, в настоящее время применяемая в области техники. Исходный поток 1 текучих сред, добытых из по меньшей мере одного пласта (не показан), поступает в сепаратор 12 для разделения текучих сред, добытых из пласта, на потоки попутного газа 2, воды 3 и сырой нефти 5, при этом поток попутного газа 2 содержит по меньшей мере от 1 до 50% об. сероводорода. Сепаратор 12 может быть любым из нескольких разных типов оборудования для разделения текучих сред, таким как нефтегазовый сепаратор со сбросом воды. Как хорошо известно специалистам в области техники производства углеводородов, оборудование в сепараторе 12 может включать, как пример, а не ограничение, одно- или многоступенчатые сепараторы, резервуары для отделения свободной воды, колонны стабилизации нефти, резервуары малого диаметра и большой высоты или нефтеотстойники, регулирующие клапаны (давления, уровня, температуры, расхода), компрессоры, насосы, резервуары для хранения нефти, скиммеры для воды и т. п.

Водная фаза или поток 3 удаляется из сепаратора 12 для дополнительной переработки или утилизации (не показано). Вода 3 может нагнетаться в подземную формацию для или утилизации, или способствования поддержания давления в пласте. Или еще, вода может дополнительно обрабатываться для удаления загрязнений, таких как нефть в дисперсном состоянии, растворенные или растворимые органические компоненты, химикаты для обработки (биоциды, обратные деэмульгаторы, ингибиторы коррозии), добытые твердые вещества (песок, ил, карбонаты, глины, продукты коррозии), солевые отложения, бактерии, металлы (железо, марганец и т. п.), соли и ПРМ (природный радиоактивный материал), соединения натрия и соединения бора, так, чтобы вода была пригодна для орошения. Или, в случае дополнительной обработки, вода может превращаться в питьевую воду, пригодную для потребления людьми и

животными. Другие не ограничивающие примеры использования отделенной и обработанной воды включают воду для питания паровых котлов и производства пара.

Поток попутного газа 2 выходит сверху из сепаратора и поступает в воздушный холодильник 14. Попутный газ 2, как правило, имеет состав, в качестве примера, а не ограничения, включающий воду, диоксид углерода, сероводород, азот, метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, нормальный и изогексан и т. п. Попутный газ 2 из воздушного холодильника 14 далее поступает в компрессор для увеличения давления 16. Сжатый попутный газ далее охлаждается во втором воздушном холодильнике 18. Поток 4 имеет температуру, подходящую для подачи на газоперерабатывающую установку 20. В одном варианте реализации температура потока 4 составляет по меньшей мере 60°C. Заданная температура потока 4 достигается регулированием температуры воздушного холодильника 18.

Газоперерабатывающая установка 20 включает одну или более установок извлечения серы, которые могут включать установку аминовой очистки, включающую по меньшей мере два сосуда (аминовый абсорбер и регенератор), и установку Клауса. Попутный газ 4 и нефть 5 поступают на входной сепаратор установки 20 (не показан). Высокосернистый газ, выходящий из сепаратора установки 20, направляется в установку аминовой очистки (не показана), где кислые газы, такие как  $H_2S$  и  $CO_2$ , отделяются от потока высокосернистого газа, таким образом, давая поток с повышенным содержанием кислого газа и поток с повышенным содержанием углеводородов. В качестве не ограничивающего примера, поток кислого газа может включать небольшое количество углеводородов, как правило, метана ( $C_1$ ), водяной пар, диоксид углерода ( $CO_2$ ) и сероводород ( $H_2S$ ). Поток кислого газа далее поступает в установку Клауса (не показана), хорошо известную специалистам в области техники обработки кислых газов, которые содержат относительно большие концентрации сероводорода ( $H_2S$ ). Установка Клауса превращает по меньшей мере часть  $H_2S$  в свободную серу, которую впоследствии можно транспортировать и продавать для коммерческих применений, таких как удобрение или серная кислота. Конечные продукты, выходящие из газоперерабатывающей установки, представляют собой 6А (бессернистый газ), 6В (СУГ) и 6С (серу).

Газоперерабатывающая установка 20 дополнительно включает переработку нефти (не показана). При переработке нефти газы извлекаются из нефти 5 путем выпаривания в одном или более нефтегазовых сепараторах (не показаны), работающих при последовательно более низких давлениях. Попутные газы сепарации с верха каждого сепаратора можно повторно компримировать в одном или более компрессорах влажного газа, охлаждать и объединять в единый поток для дополнительной переработки. Затем нефть дополнительно обрабатывается с

превращением в стабилизированную нефть, например, с помощью обычной колонны стабилизации (не показана) для получения стабилизированной нефти 21. Стабилизированная нефть 21 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, практически не содержащей растворенных углеводородных газов. 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 фунтов на квадратный дюйм, абсолютное. Требования технических условий касательно  $H_2S$  могут отличаться. Однако, в качестве примера, а не ограничения, доля  $H_2S$  может составлять порядка от 10 до 60 частей на миллион.

Газоперерабатывающая установка 20 может дополнительно включать установку осушения, колонну дезанизации, следующую за ней колонну депропанации и далее колонну дебутанизации (не показано), где углеводороды потока попутного газа 2 разделяются на различные товарные продукты. Эти разделенные газы, как правило, включают товарные газы, которые содержат метан, этан, азот, небольшое количество пропана и высших углеводородов. Также, как правило, отделяется поток сжиженного нефтяного газа, включающий СУГ ( $C_3$ ,  $C_4$ ). Также на газоперерабатывающей установке 20 отделяется поток более тяжелых газов ( $C_4 +$ ). Текучие среды  $C_4 +$  часто являются жидкостями при условиях окружающей среды ( $20^\circ C$ , 1 атмосфера). Этот жидкий поток может соединиться с сырой нефтью и поступать в колонну стабилизации для получения стабилизированного потока 21 сырой нефти, пригодной для транспортировки, как описано выше. Газоперерабатывающая установка 20 может также включать входной трехфазный сепаратор, стабилизатор конденсата, установку очистки отходящих газов и фракционирование бессернистого газа (не показано).

В некоторых вариантах реализации данного раскрытия эффективность работы установки улучшена для переработки потоков попутного газа высокой температуры ( $> 60^\circ C$ ) путем применения мембран с задействованием тепла из других имеющихся технологических потоков. В других вариантах реализации данного раскрытия эффективность работы установки улучшена для переработки потоков попутного газа высокой температуры путем применения каучукоподобных мембран или мембран из полиимидного полимера, которые могут выдерживать высокие температуры.

На Фиг.2 изображен модифицированный производственный объект 200 согласно одному варианту реализации. В альтернативном варианте производственный объект 200 может представлять

собой новую производственную установку, изначально построенную, включающую мембраны для отделения кислых газов от попутных газов. Как проиллюстрировано на Фиг. 2, в одном варианте реализации изобретения,  $H_2S$  -селективная мембрана 26 установлена ниже по потоку от воздушного холодильника 18 и ниже по потоку от компрессора для увеличения давления 16. Мембрана 26 разделяет подаваемый поток мембраны 4 на поток пермеата 29 с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода и поток ретентата 28 с пониженным содержанием сероводорода и диоксида углерода, но высоким содержанием углеводородных газов. Газ, подаваемый на мембрану 26, имеет температуру от  $35$  до  $50^\circ C$ , даже от  $35$  до  $45^\circ C$ . В одном варианте реализации изобретения поток ретентата мембраны 28 с мембраны 26 затем проходит на вход (вход трубного пространства) перекрестного теплообменника 30. Горячий поток 32 из компрессора 16 проходит на другой вход (вход внутрубного пространства) перекрестного теплообменника 30 для передачи тепла от горячего потока 32 к холодному потоку ретентата 28 (таким образом нагревая поток ретентата 28), тем самым образуя более теплый поток ретентата 34 и более холодный выходящий поток 36. Горячий поток 32 из компрессора 16 может иметь температуру, например,  $160^\circ C$ . Поток 34, выходящий из теплообменника 30 (выход трубного пространства) и нагретый до, например,  $75^\circ C$ , затем поступает в газоперерабатывающую установку 20 для дальнейшей переработки.

Обеспечение более низких температур сырья, подаваемого к мембране 26, способствует получению лучшей эффективности/селективности разделения от мембраны 26. Прежде всего, это касается целлюлозных мембран. Таким образом, более холодный выходящий поток 36 из (выхода межтрубного пространства) при, например,  $119^\circ C$  возвращается в воздушный холодильник 18, в котором он дополнительно охлаждается до, например,  $31^\circ C$  перед подачей на мембрану 26. Точная температура потока 34, поступающего в установку 20, будет зависеть от теплого потока, выходящего из внутрубного пространства теплообменника 30.

Преимущества мембраны 26, интегрированной с теплообменником 30, являются двойными. Во-первых, установка 20 модифицируется, поскольку температура подаваемого сырья на установку 20 предпочтительно составляет более  $60^\circ C$ . Во-вторых, ожидается, что мембраны, работающие при  $35^\circ C$  будут иметь лучшую селективность разделения и, таким образом, привести к лучшему извлечению продукта и удалению  $H_2S$ . При снижении концентрации  $H_2S$  в подаваемом газе, поступающем на установку аминовой очистки (не показана) и установку извлечения серы (не показана) Установки 20 можно производить больше газа и нефти путем увеличения суммарного расхода подаваемого потока 1 до полной загрузки установки аминовой очистки и установок извлечения серы Установки 20.

В одном варианте реализации изобретения удаление сероводорода и диоксида углерода мембраной 26 из попутного газа 4 дает возможность установке аминовой очистки газоперерабатывающей установки 20 перерабатывать большее количество попутных газов, чем если бы сероводород и диоксид углерода не удалялись мембраной 26. Поскольку сырье для газоперерабатывающей установки 20 имеет пониженный уровень сероводорода, можно увеличить расход сырья до достижения предела производительности по  $H_2S$  установки аминовой очистки и установки извлечения серы. Таким образом, обнаружилось, что возможно увеличение производства бессернистого газа всей установкой до 40%, даже до 10-30% по массе. Также обнаружена возможность увеличения производства нефти всей установкой до 20%, даже до 5- 15% по массе.

В этом варианте реализации изобретения  $H_2S$  - селективная мембрана 26 может представлять собой любую полимерную мембрану, известную для использования в мембранах, включая, но без ограничения, мембраны на основе ацетата целлюлозы, триацетата целлюлозы, полиамида или каучуковые мембраны, такие как полиэфирблокамид (ПЭБА) и полиуретаны, которые предпочтительно пропускают  $H_2S$ , а не углеводороды, такие как метан, этан, пропан и бутан. Предпочтительно мембраны имеют селективность по паре  $H_2S/CH_4$  10 или более,

измеренную для сырья при температуре  $35^\circ C$  и давлении 300 фунт на кв. дюйм изб. давления (psig). В другом варианте реализации изобретения селективность составляет по меньшей мере 20. Еще в одном варианте реализации изобретения селективность составляет по меньшей мере 40. Также, в идеальном варианте, проницаемость  $H_2S$  составляет 0,4 или более от проницаемости  $CO_2$ , измеренной для сырья при  $35^\circ C$  и 300 фунт на кв. дюйм изб. давления. 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 может представлять собой полое волокно или навитую спираль. Специалистам в области техники мембранного разделения будет понятно, что могут использоваться другие конфигурации мембран для разделения газов.

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

Таблица 1

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

СЫРЬЕ	Темп. (град. °C)	Сырье (psig)	Проницаемость $CH_4$ (УПГ)	Проницаемость $CO_2$ (УПГ)	Проницаемость $H_2S$ (УПГ)
Чистый газ $CH_4$ и чистый газ $CO_2$ 4,1% $H_2S$ , 21% $CO_2$ 74,9% $CH_4$ 20,5% $H_2S$ , 3, 9% $CO_2$ , и 75,6% $CH_4$	35	300	1,2	55	нет данных
	38	905	0,55	13	5, 6
	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=3,06 см<sup>2</sup>). Межтрубное сырье, давление пермеата=0 psig, доля проникающего через мембрану потока <1,2%, скорость подачи сырья: 244-256 ст.куб.см/мин

На Фиг.3 изображен модифицированный производственный объект 300 согласно другому варианту реализации. В альтернативном варианте производственный объект 300 может представлять собой новую производственную установку, изначально построенную, включающую мембраны для отделения кислых газов от попутных газов. Ссылаясь на Фиг.3, в одном варианте реализации изобретения,  $H_2S$ -селективная мембрана 26 установлена ниже по потоку от воздушного холодильника 18 и ниже по потоку от компрессора

для увеличения давления 16. Мембрана 26 разделяет подаваемый поток мембраны 4 на поток пермеата 29 с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода и поток ретентата 28 с пониженным содержанием сероводорода и диоксида углерода, но повышенным содержанием углеводородных газов. Газ, подаваемый к мембране 26, может иметь температуру, превышающую  $60^\circ C$ , даже  $90^\circ C$ . В этом варианте реализации изобретения  $H_2S$ -селективная мембрана 26 представляет собой устойчивую к высокой температуре мембрану. Пригодные устойчивые к высокой температуре мембраны включают некоторые каучукоподобные мембраны, такие как мембраны на основе полиэфирблокамида (например, Rebaх®, продается в Arkema Inc., Кинг оф Пруссия, Пенсильвания) и

полиуретанов, которые имеют предпочтительную проницаемость для  $H_2S$  по сравнению с углеводородами, такими как метан, этан, пропан и бутан, или полиимидные мембраны. Для иллюстрации, поток из компрессора 16 может находиться при  $160^{\circ}C$  и может быть охлажден до  $90^{\circ}C$  (поток 4 после холодильника 18). Поток 4 поступает на мембрану 26, которая может выдерживать более высокие температуры и обеспечивать поток продукта/ретената 28 при  $86^{\circ}C$ , если высокая температура желательна для расположенной ниже по потоку установки 20. В зависимости от температуры, требуемой для Установки 20, температуру подаваемого на мембрану потока ретената 28 можно регулировать путем настройки воздушного холодильника 18.

В одном варианте реализации изобретения установка 100, изображенная на Фиг. 1, может быть модифицирована с получением установки 200, изображенной на Фиг.2. Для осуществления модификации линия 4 отсоединяется после воздушного холодильника 18, после компрессора увеличения давления 16 и подсоединяется ко входу мембраны 26. Выход для ретената из мембраны 26 подсоединяется ко входу перекрестного теплообменника 30. Выходящий поток из компрессора 16 подсоединяется к другому входу перекрестного теплообменника 30. Выход для более теплого потока ретената из перекрестного теплообменника 30 подсоединяется ко входу газоперерабатывающей установки. Выход для более холодного выходящего потока из перекрестного теплообменника 30 подсоединяется ко входу воздушного холодильника 18.

В одном варианте реализации изобретения установка 100, изображенная на Фиг. 1, может быть модифицирована с получением установки 300, изображенной на Фиг.3. Для осуществления модификации линия 4 отсоединяется после воздушного холодильника 18, после компрессора увеличения давления 16 и подсоединяется ко входу устойчивой к высокой температуре мембраны 26. Выход для ретената из мембраны 26 подсоединяется ко входу в газоперерабатывающую установку 20.

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 предполагаются быть включенными в прилагаемую формулу 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 и/или газа на нефтегазодобывающей установке, включающая удаление сероводорода, содержащая:

a. сепаратор для разделения жидкости, добытой из подземного пласта, на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти;

b. компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа для образования первого потока компримированного попутного газа;

c. селективную к сероводороду мембрану ниже по потоку от компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретената с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов при температуре от  $85^{\circ}C$  до  $95^{\circ}C$ , при этом селективная к сероводороду мембрана содержит полимер, выбранный из группы, состоящей из полиимидов, полиэфирблокамида (ПЭБА) и полиуретанов; и

d. газоперерабатывающую установку для приема подаваемого газового потока, содержащего поток ретената и часть нефтяного потока после сепаратора, при этом газоперерабатывающая установка включает установку аминаовой очистки для удаления сероводорода из подаваемого газового потока и получения потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов; и установку Клауса для преобразования сероводорода из потока с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

2. Система для увеличения добычи нефти и/или газа на нефтегазодобывающей установке, включающая удаление сероводорода, содержащая:

а. сепаратор для разделения жидкости, добытой из подземного пласта, на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти;

б. компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа для образования первого потока компримированного попутного газа;

с. селективную к сероводороду мембрану после компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и повышенным содержанием углеводородных газов;

д. перекрестный теплообменник для принятия выходящего потока из компрессора попутного газа и потока ретентата с образованием таким образом более теплого потока ретентата и более холодного выходящего потока; и

е. газоперерабатывающую установку для приема подаваемого газового потока, содержащего более теплый поток ретентата и часть нефтяного потока после сепаратора, при этом газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из подаваемого газового потока и производства потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов; и установку Клауса для преобразования сероводорода из потока с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

3. Способ увеличения добычи нефти и/или газа на нефтегазодобывающей установке, включающий удаление сероводорода, включающий:

а. разделение жидкости, добытой из подземного пласта, на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти, в сепараторе;

б. компримирование первой части потока попутного газа для образования первого потока сжатого попутного газа в компрессоре попутного газа;

с. удаление сероводорода из первой части потока попутного газа и образование потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов в селективной к сероводороду мембране ниже по потоку от компрессора попутного газа;

д. прием, в перекрестном теплообменнике, выходящего потока из компрессора попутного газа и потока ретентата и образование более теплого

потока ретентата и более холодного выходящего потока; и

е. прием, в газоперерабатывающей установке, подаваемого газового потока, содержащего более теплый поток ретентата и часть нефтяного потока из сепаратора, при этом газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из подаваемого газового потока и производства потока с повышенным содержанием сероводорода и потока с повышенным содержанием углеводородов; и установку Клауса для преобразования сероводорода из потока с повышенным содержанием сероводорода в элементарную серу.

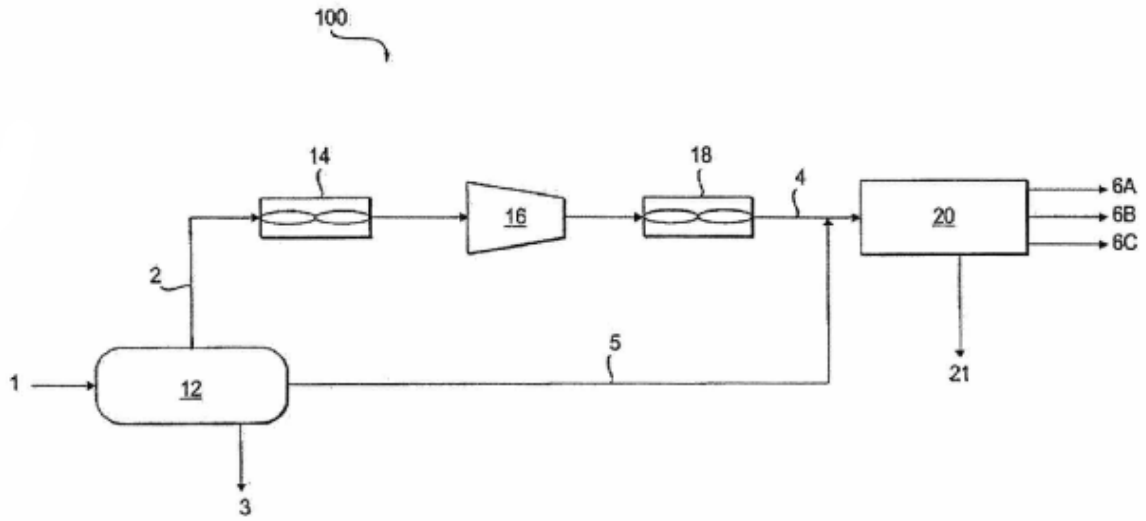
4. Способ модернизации установки добычи нефти и газа, включающей сепаратор для разделения потока добытой из подземного пласта текучей среды на поток попутного газа, содержащий 1-50% сероводорода по объему, поток воды и поток нефти; компрессор попутного газа для компримирования первой части потока попутного газа с образованием первого потока сжатого попутного газа; селективную к сероводороду мембрану ниже по потоку от компрессора попутного газа для удаления сероводорода из первой части потока попутного газа и образования потока пермеата с повышенным содержанием сероводорода и потока ретентата с пониженным содержанием сероводорода и с повышенным содержанием углеводородных газов; и газоперерабатывающую установку для принятия потока подаваемого газа, содержащего поток ретентата и часть потока нефти из сепаратора, при этом газоперерабатывающая установка включает установку аминовой очистки для удаления сероводорода из потока подаваемого газа и производства сероводородного потока и потока с повышенным содержанием углеводородов; и установку Клауса для преобразования сероводорода в элементарную серу, включающий:

добавление перекрестного теплообменника для приема выходящего потока из компрессора попутного газа и потока ретентата с образованием таким образом более теплого потока ретентата и более холодного выходящего потока;

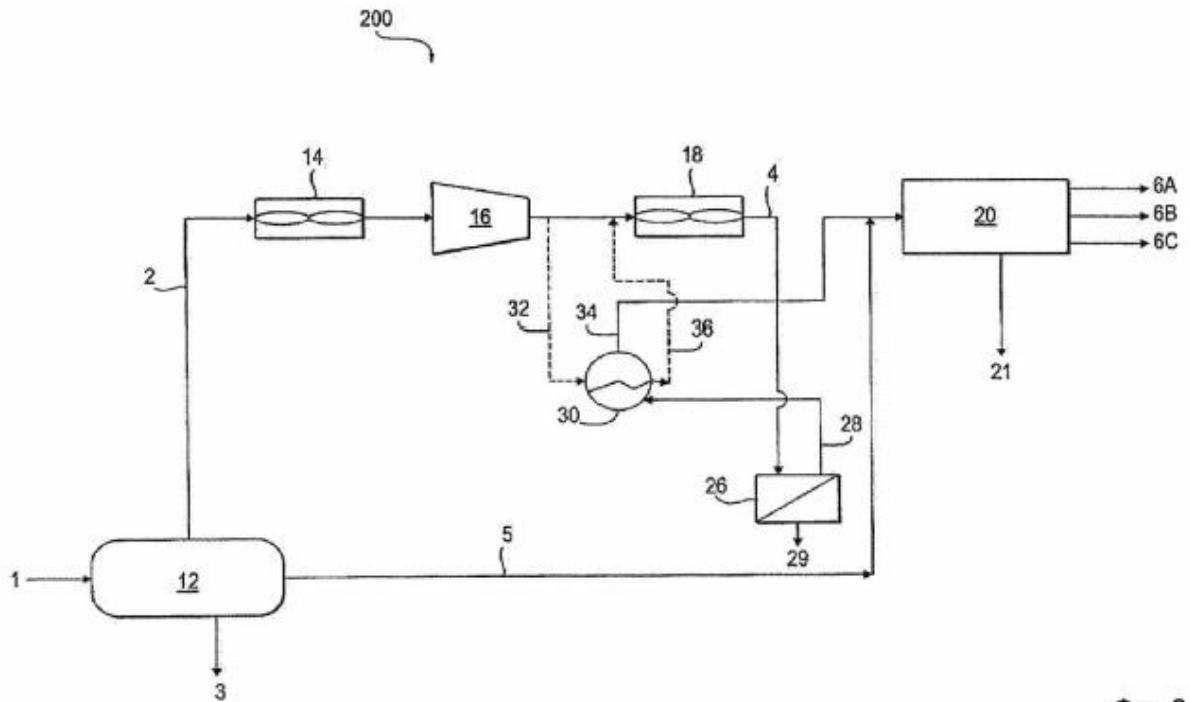
подачу более теплого потока ретентата и части потока нефти из сепаратора в газоперерабатывающую установку; и

подачу более холодного выходящего потока на селективную к сероводороду мембрану.

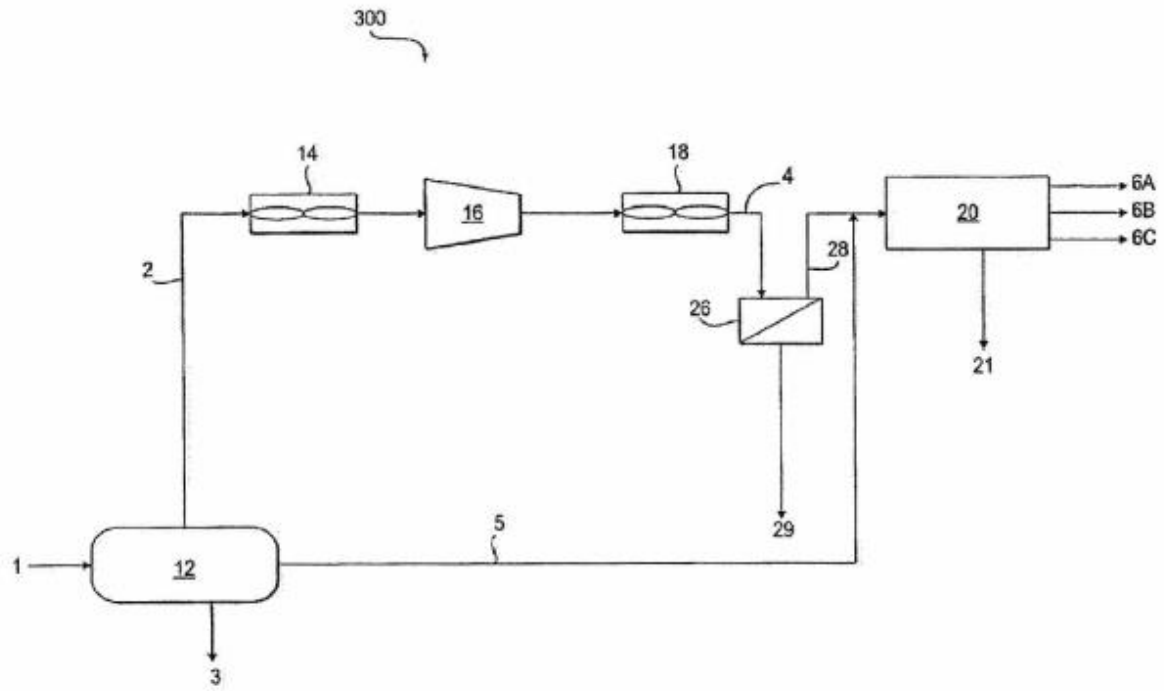
5. Способ по п.4, *отличающийся* тем, что установка добычи нефти и газа имеет увеличенный объем добычи нефти и/или газа по сравнению с установкой добычи нефти и газа без перекрестного теплообменника.



Фиг. 1  
Известный  
уровень техники



Фиг. 2



Фиг. 3