

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **044045**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.07.19

(51) Int. Cl. **B01D 17/02** (2006.01)
B01D 53/02 (2006.01)

(21) Номер заявки
202192780

(22) Дата подачи заявки
2020.04.29

(54) **НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДУКТОВ**

(31) **62/840,245; 16/862,402**

(56) **US-A1-2016115101**
US-A1-2018257020

(32) **2019.04.29; 2020.04.29**

(33) **US**

(43) **2022.01.28**

(86) **PCT/US2020/030559**

(87) **WO 2020/223410 2020.11.05**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
КРИСМА ЭНЕРДЖИ СОЛЮШНС,
ЛП (US)

(72) Изобретатель:
Мечлер Томас Ричард, Бонассо Мелеа
Рэйчел (US)

(74) Представитель:
Джермакян Р.В., Угрюмов В.М.,
Прищепный С.В., Гизатуллина Е.М.,
Строкова О.В., Костюшенкова М.Ю.,
Гизатуллин Ш.Ф., Парамонова К.В.
(RU)

(57) Система удаленной переработки углеводородов, содержащая газокompрессорный блок, газоперерабатывающий блок, блок производства электроэнергии, жидкостный накопительный резервуар, смесительный блок и источник непереработанной нефти, которые находятся во взаимном сообщении с возможностью переноса текучей среды и расположены вблизи эксплуатационной скважины. Промысловые газы подают из скважины в газокompрессорный блок. Сжатый природный газ подают в газоперерабатывающий блок, где его подвергают термическому разделению, производя поток переработанного газа и поток переработанной жидкости. Поток переработанного газа подают в блок производства электроэнергии и сжигают, производя электроэнергию, которая может быть направлена на линию передачи электроэнергии. Поток переработанной жидкости подают в жидкостный накопительный резервуар. Непереработанную нефть из источника непереработанной нефти и поток переработанной жидкости из жидкостного накопительного резервуара подают в смесительный блок и смешивают с транспортируемой непереработанной нефтью, имеющей меньшую вязкость и более высокую плотность в градусах Американского нефтяного института (API).

044045
B1

044045
B1

Область техники настоящего изобретения

Варианты осуществления настоящего изобретения относятся к добыче в море и на суше жидких углеводородов (также известных как природный газовый конденсат или ПГК) с применением перевозимых газоперерабатывающих установок и распространяются на селективное разделение ПГК на нефтяном месторождении (или в море) для получения композиционных потоков и применение оставшихся газообразных углеводородов в качестве газообразного топлива для производства электроэнергии.

Уровень техники настоящего изобретения

В процессе производства нефти, газа и геотермальной энергии буровые операции используются для создания скважин или буровых скважин в земле. Буровые скважины в подземных разработках часто расположены удаленно на неровной местности. Исторически сложилось, что наиболее ценными являются углеводороды в жидком состоянии.

Природный газ добывают непосредственно из газовых скважин (как самостоятельный добываемый газ) или из нефтяных скважин как попутный добываемый газ (природный газообразный углеводород, добываемый в сочетании с переработанной нефтью из эксплуатационных скважин). В течение нескольких последних десятилетий природный газ собирают посредством трубопроводов из традиционного резервуарного парка для нефтяных эксплуатационных скважин или из скважин для добычи природного газа и транспортируют на централизованные газоперерабатывающие установки. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, резервуарный парк представляет собой промысловую систему, расположенную вблизи подземных углеводородных скважин и предназначенную в целях разделения добываемых текучих сред на три существующих в природе компонента, представляющих собой переработанную нефть, природный газ и промысловую воду.

На указанных установках сначала удаляют водяной пар и другие примеси. Водяной пар можно удалить с применением дегидратационного блока или других известных традиционных устройств, а также может быть использована химическая обработка. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, водяной пар означает существующие в природе молекулы воды, увлеченные добываемым природным газом. Дегидратированный поток затем перерабатывают для отделения жидких углеводородов. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, дегидратированный поток представляет собой добываемый природный газ после удаления водяного пара. Жидкие углеводороды (также известные как природный газовый конденсат (ПГК), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) или конденсат) часто представляют собой этан, пропан, изобутан, нормальный бутан, пентаны и высшие жидкие углеводороды (пентан и высшие углеводороды), отделенные от метана (часто называемого остаточным газом), которые присутствуют в добываемом природном газе. Этот процесс осуществляется с применением газоперерабатывающих блоков, известных как деметанизаторы.

После этого ПГК транспортируют через передаточный трубопровод, часто на большие расстояния, в установку фракционирования. На установке фракционирования ПГК разделяют (например, с применением криогенного процесса), получая конечные чистые продукты, предназначенные для продажи и распределения.

Получаемый остаточный газ (метан) продают и транспортируют из установки в передаточные газопроводы в целях промышленного применения, например, в качестве топлива для отопления жилых помещений или производства электроэнергии (см. фиг. 1). Пентаны и высшие жидкие углеводороды также называют в промышленности термином "природный бензин" и наиболее часто продают на нефтеперерабатывающих заводах. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, пентан и более тяжелые жидкие углеводороды называют термином "пентан и высшие углеводороды". Весь процесс является дорогостоящим, для него требуются значительные капиталовложения и высокие эксплуатационные затраты, и в нем присутствуют риски для безопасности людей и окружающей среды, а также недостатки, связанные с транспортировкой, распределением и вторичной транспортировкой горючих материалов.

На сланцевых нефтяных месторождениях часто встречаются быстро истощающиеся нефтяные скважины с высокой скоростью уменьшения производства, составляющей 75% или более в течение восемнадцати месяцев. Для предприятий, в собственности и эксплуатации которых содержатся централизованные газоперерабатывающие установки (которые перерабатывают промысловый газ из нефтяных скважин), одна из проблем заключается в том, что устройства этих установок и сборных трубопроводов должны быть сконструированы таким образом, чтобы вмещать большие объемы первоначально добываемого природного газа. Эти высокочемкие конструкции становятся недостаточно используемыми по мере того, как уменьшаются скорости добычи. Кроме того, часто трубопроводные мощности оказываются недостаточными на удаленных промыслах, где присутствуют многочисленные буровые скважины. В последние годы мощности установок фракционирования полностью загружены, что ограничивает возможности покупателей газа в отношении экономического отделения и применения попутного промыслового газа. В результате этого некоторые береговые и морские производители попутного природного газа имеют немногочисленные альтернативы в отношении утилизации промыслового газа иным путем, не представляющим собой сжигание на факеле.

В других случаях высокие концентрации локализованных эксплуатационных нефтяных скважин превышают мощность газоперерабатывающих установок и/или трубопроводов, и в результате этого операторы многочисленных новых скважин вынуждены сжигать на факеле попутный промысловый газ (см. фиг. 2). При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, для переработки газа используется оборудование, позволяющее отделять разнообразные углеводородные компоненты от природного газа. Сжигание природного газа на факеле не только представляет собой значительные потери ценных природных ресурсов, но также может вызывать значительные неблагоприятные последствия для окружающей среды. Одно из таких последствий заключается в том, что когда бесполезно высвобождается энергия от сжигания относительно чистых ресурсов, неблагоприятное воздействие на окружающую среду реализуется в полной мере без какой-либо компенсирующей выгоды. Другое последствие заключается в том, что эквивалентное количество энергии для компенсации этих бесполезных потерь, должно быть произведено с применением другого источника энергии, такого как сжигание угля, что может оказаться значительно более неблагоприятным для окружающей среды.

При этом остается потребность в улучшенном подходе к сбору и переработке попутного промыслового газа от точки добычи до точки конечного применения в целях повышения эффективности, уменьшения потерь, снижения рисков при транспортировке и сокращения до минимума воздействия на окружающую среду.

Согласно нескольким вариантам осуществления настоящего изобретения предложены уникальные решения для устранения ограничений и проблем в отношении обработки, разделения и применения попутного промыслового газа, которые осуществляются таким способом, который снижает риск и стоимость транспортировки, повышает экономическую ценность добываемых жидких и газообразных углеводородов, а также в значительной степени сокращает потери и снижает до минимума ущерб, наносимый окружающей среде.

Краткое раскрытие настоящего изобретения

Согласно настоящему изобретению предложена новая система для удаленной обработки, разделения и применения добываемых из скважин углеводородов. Традиционная практика предусматривает смешивание добываемого природного газа из сборных газопроводов от множества скважин в месторождении природного газа и транспортировку смешанного продукта на централизованные газоперерабатывающие установки в целях переработки. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, промысловый природный газ может содержать не являющийся попутным промысловый газ и/или попутный промысловый газ. В новых описанных процессах использованы построенные из модулей технологические устройства блочного типа, размеры которых можно регулировать в соответствии с уменьшающейся производительностью скважин. Производимый из таких блоков ПГК разделяют на определенные потоки выделенных жидких углеводородов и газообразных углеводородов, добываемых на суше или в море.

Согласно первому варианту осуществления настоящего изобретения предложена система удаленной переработки углеводородов в целях применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах для сокращения потери ресурсов и уменьшения неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Эта система содержит газокompрессорный блок, расположенный вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа и выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия промыслового природного газа из скважины. Газоперерабатывающий блок находится в сообщении с возможностью переноса газа с газокompрессорным блоком и выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа, поступающего из газокompрессорного блока, на первый поток переработанного газа и первый поток переработанной жидкости.

Блок производства электроэнергии находится в сообщении с возможностью переноса газа с газоперерабатывающим блоком и выполнен с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа, поступающего из газоперерабатывающего блока. Жидкостный накопительный резервуар находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с газоперерабатывающим блоком и выполнен с возможностью хранения под давлением первого жидкого потока. Смесительный блок находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с жидкостным накопительным резервуаром и находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с источником подачи непереработанной нефти. Смесительный блок выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости, поступающей из жидкостного накопительного резервуара, с непереработанной нефтью, поступающей из источника подачи непереработанной нефти, с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах Американского нефтяного института (API) и меньшую вязкость, чем поставляемая непереработанная нефть.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок выполнен с возмож-

ностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления модифицированный непереработанный нефтепродукт смешивают таким образом, что он соответствует допустимым техническим условиям транспортировки непереработанной нефти.

Согласно следующему варианту осуществления газокompрессорный блок дополнительно содержит блок удаления жидкости и компрессор, приводимый в действие электрическим двигателем. Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок дополнительно содержит теплообменник, холодильный аппарат и холодный сепаратор. Согласно следующему варианту осуществления блок производства электроэнергии представляет собой газопроводной блок производства электроэнергии имеющий газовая турбина и электрический генератор.

Согласно следующему варианту осуществления блок производства электроэнергии находится в электрическом соединении с линией передачи электроэнергии, которая находится в электрическом соединении с электрической подстанцией, расположенной в пределах области линии конкурентных возобновляемых энергетических зон (CREZ).

Согласно следующему варианту осуществления смесительный блок дополнительно содержит первый дозирующий клапан для дозирования количества первого потока переработанной жидкости, смешиваемой с поступающей непереработанной нефтью, и второй дозирующий клапан для дозирования количества поступающей непереработанной нефти, смешиваемой с первым потоком переработанной жидкости.

Согласно следующему варианту осуществления предложена система удаленной переработки углеводородов в целях применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах, содержащая газокompрессорный блок, расположенный вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа и выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия природного газа из скважины.

Газоперерабатывающий блок находится в сообщении с возможностью переноса газа с газокompрессорным блоком и выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа, поступающего из газокompрессорного блока на первый поток переработанного газа, первый поток переработанной жидкости и второй поток переработанной жидкости. Блок производства электроэнергии находится в сообщении с возможностью переноса газа с газоперерабатывающим блоком и выполнен с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа, поступающего из газоперерабатывающего блока.

Первый жидкостный накопительный резервуар находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с газоперерабатывающим блоком и выполнен с возможностью хранения под давлением первого жидкого потока. Второй жидкостный накопительный резервуар находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с газоперерабатывающим блоком и выполнен с возможностью хранения под давлением второго жидкого потока. Смесительный блок находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с первым жидкостным накопительным резервуаром и с источником подачи непереработанной нефти.

Смесительный блок выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости, поступающей из первого жидкостного накопительного резервуара, с непереработанной нефтью, поступающей из источника подачи непереработанной нефти, с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем поставляемая непереработанная нефть. Второй жидкостный накопительный резервуар выполнен с возможностью хранения под давлением сжиженного нефтяного газа (СНГ).

Согласно следующему варианту осуществления предложен способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах, включающий следующие стадии:

Обеспечение газокompрессорного блока вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа.

Обеспечение газоперерабатывающего блока вблизи газокompрессорного блока.

Обеспечение блока производства электроэнергии вблизи газоперерабатывающего блока.

Обеспечение жидкостного накопительного резервуара вблизи газоперерабатывающего блока.

Обеспечение смесительного блока вблизи жидкостного накопительного резервуара.

Обеспечение источника непереработанной нефти вблизи смесительного блока.

Направление природного газа из эксплуатационной скважины в газокompрессорный блок.

Направление сжатого природного газа из газокompрессорного блока в газоперерабатывающий блок.

Термическое разделение сжатого природного газа на два углеводородных потока, которые пред-

ставляют собой первый поток переработанного газа и первый поток переработанной жидкости.

Направление первого потока переработанного газа в блок производства электроэнергии.

Сжигание первого потока переработанного газа в турбине блока производства электроэнергии для приведения в действие электрического генератора и производства электроэнергии.

Направление первого жидкого потока из газоперерабатывающего блока в жидкостный накопительный резервуар.

Направление первого потока переработанной жидкости из жидкостного накопительного резервуара в смесительный блок.

Направление непереработанной нефти из источника непереработанной нефти в смесительный блок.

Смешивание первого потока переработанной жидкости с непереработанной нефтью из источника подачи непереработанной нефти с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем поставляемая непереработанная нефть.

Согласно следующему варианту осуществления стадия термического разделения сжатый природный газ дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления стадия термического разделения сжатый природный газ дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления модифицированный непереработанный нефтепродукт смешивают таким образом, чтобы обеспечивать выполнение допустимых технических условий транспортировки непереработанной нефти.

Согласно следующему варианту осуществления предложен способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах, включающий следующие стадии:

Обеспечение газокompрессорного блока вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа.

Обеспечение газоперерабатывающего блока вблизи газокompрессорного блока.

Обеспечение блока производства электроэнергии вблизи газоперерабатывающего блока.

Обеспечение первого жидкостного накопительного резервуара вблизи газоперерабатывающего блока.

Обеспечение второго жидкостного накопительного резервуара вблизи газоперерабатывающего блока.

Обеспечение смесительного блока вблизи жидкостного накопительного резервуара.

Обеспечение источника непереработанной нефти вблизи смесительного блока.

Направление природного газа из эксплуатационной скважины в газокompрессорный блок.

Направление сжатого природного газа из газокompрессорного блока в газоперерабатывающий блок.

Термическое разделение сжатого природного газа на три углеводородных потока, представляющих собой первый поток переработанного газа, первый поток переработанной жидкости и второй поток переработанной жидкости.

Направление первого потока переработанного газа в блок производства электроэнергии.

Сжигание первого потока переработанного газа в турбине блока производства электроэнергии для приведения в действие электрического генератора и производства электроэнергии.

Направление первого потока переработанной жидкости из газоперерабатывающего блока в первый жидкостный накопительный резервуар. Направление первого потока переработанной жидкости из первого жидкостного накопительного резервуара в смесительный блок. Направление непереработанной нефти из источника непереработанной нефти в смесительный блок. Смешивание первого потока переработанной жидкости с непереработанной нефтью из источника подачи непереработанной нефти с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем поставляемая непереработанная нефть. Направление второго потока переработанной жидкости из газоперерабатывающего блока во второй жидкостный накопительный резервуар.

Согласно следующему варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода и второй поток переработанной жидкости, содержащей между молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления второй поток переработанной жидкости содержит сжиженный нефтяной газ (СНГ).

При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, сочетание пропана, бутанов и природного бензина обозначено термином "пропан и высшие углеводороды".

Все композиционные жидкие потоки могут содержать другие разнообразные углеводородные жидкие компоненты в незначительных количествах.

При использовании в настоящем документе термин "вблизи" означает "вблизи одной или нескольких скважин", "в окрестности" и "не на удалении". При использовании в настоящем документе термин "соединение с возможностью переноса текучей среды" означает, в зависимости от возможных требований, соединение с возможностью переноса жидкости или газа.

Основное преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно устраняет необходимость транспортировки ПГК на установку фракционирования или криогенную установку, а также необходимость транспортировки остаточного газа к другим конечным пользователям. Другое преимущество настоящего изобретения заключается в том, что указанные традиционные варианты остаются доступными, если существует экономическая выгода от применения этого подхода для оставшихся жидких углеводородов после выделения природного бензина и смешивания с непереработанной нефтью.

Следующее преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно обеспечивает технологическую гибкость посредством возможности применения углеводородных компонентов, которые имеют меньшую плотность, чем пентаны, наиболее целесообразным в экономическом отношении способом на основе их стоимости, в том числе в качестве газообразного топлива для применения в производстве электроэнергии или в состоянии жидкости в случае пропана и бутанов, которые подаются на продажу в качестве СНГ (см. фиг. 4). Следующее преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно обеспечивает имеющее высокую ценность применение бутанов, когда они присутствуют вместе с пентаном и высшими углеводородами, смешиваются с непереработанной нефтью и, в конечном счете, транспортируются на нефтеперерабатывающий завод, когда это является допустимым по техническим условиям трубопровода (см. фиг. 3 и 5).

Следующее преимущество настоящего изобретения заключается в том, что если местные технические условия транспортировки непереработанной нефти по трубопроводу запрещают применение пропана и/или бутанов в качестве компонентов при смешивании, продукт может быть продан в качестве СНГ. Следующее преимущество настоящего изобретения заключается в том, что если не является доступным рентабельный рынок СНГ, то композиционный поток бутанов и имеющих меньшую плотность газообразных углеводородов может быть использован в качестве газообразного топлива для двигателя (или газовой турбины) в целях производства и конечной продажи электроэнергии.

Следующее преимущество настоящего изобретения заключается в том, что оно обеспечивает перечисленные выше преимущества и при этом устраняет экономически неэффективную и неблагоприятную для окружающей среды практику сжигания на факеле природного газа (или конденсата) из эксплуатационных нефтяных скважин. Согласно настоящему изобретению ранее бесполезно теряемый природный газ используется в качестве газообразного топлива для производства электроэнергии. Произведенная электроэнергия затем используется на месте или направляется в электроэнергетическую сеть.

Краткое описание фигур

На фиг. 1 схематически представлена технологическая диаграмма традиционного применения природного газа, производимого из устья скважины и/или резервуарного парка и направляемого на традиционную централизованную газоперерабатывающую установку.

На фиг. 2 схематически представлена технологическая диаграмма традиционного применения непереработанной нефти и попутного газа, производимых из устья эксплуатационной нефтяной скважины.

На фиг. 3 схематически представлена технологическая диаграмма первого варианта осуществления настоящего изобретения, согласно которому первый поток переработанного газа и первый поток переработанной жидкости производятся из добываемого природного газа для удаленного применения.

На фиг. 4 схематически представлена технологическая диаграмма второго варианта осуществления настоящего изобретения, согласно которому первый поток переработанного газа, первый поток переработанной жидкости и второй поток переработанной жидкости производятся из добываемого природного газа для удаленного применения.

На фиг. 5 схематически представлена технологическая диаграмма варианта осуществления настоящего изобретения, предназначенного для применения на централизованной перерабатывающей установке.

Объекты и признаки настоящего изобретения становятся более и скорее понятными из следующего подробного описания и прилагаемой формулы изобретения при ознакомлении в сочетании с сопровождающими фигурами, на которых аналогичными условными номерами обозначены аналогичные элементы.

Фигуры составляют часть настоящего описания и иллюстрируют примерные варианты осуществления настоящего изобретения, которое может быть реализовано в разнообразных формах. Следует пони-

мать, что в некоторых случаях разнообразные аспекты настоящего изобретения могут быть представлены в искаженном или увеличенном виде в целях упрощения понимания настоящего изобретения.

Подробное раскрытие предпочтительных вариантов осуществления настоящего изобретения

Следующее описание представлено, чтобы позволить любому специалисту в данной области техники осуществлять и использовать настоящее изобретение, и при этом оно приведено в контексте конкретного приложения и соответствующих требований. Разнообразные модификации описанных вариантов осуществления будут легко понятными для специалистов в данной области техники, и общие принципы, определяемые в настоящем документе, могут быть распространены на другие варианты осуществления и приложения без отклонения от идеи и выхода за пределы объема настоящего изобретения. Таким образом, настоящее изобретение не предназначено для ограничения представленными вариантами осуществления, но должно распространяться на максимально широкий объем в соответствии с принципами и признаками, которые описаны в настоящем документе.

Несмотря на то, что в следующем описании варианта осуществления предложены конкретные детали или разновидности оборудования, следует понимать, что эти детали или разновидности раскрыты для всех вариантов осуществления.

На фиг. 1 схематически представлена технологическая диаграмма применения природного газа 6, производимого из устья скважины 2 и/или резервуарного парка 20 и направляемого на традиционную централизованную газоперерабатывающую установку 10.

Как представлено на фиг. 1, производимый природный газ из устья скважины 2 и/или резервуарного парка 20 подают по трубопроводам в сборные газопроводы 6 и транспортируют на большие расстояния на централизованную газоперерабатывающую установку 10. После завершения переработки газа метан и сопутствующий этан (остаточный газ) 12 подают на продажу 14 метана и сопутствующего этана (остаточного газа). Оставшийся этан и более тяжелый природный газовый конденсат (ПГК) 16 подают на продажу 18 этана и более тяжелого природного газового конденсата (ПГК) 18.

На фиг. 2 схематически представлена технологическая диаграмма применения попутного газа, производимого из устья эксплуатационной скважины 4 для добычи непереработанной нефти, для исключения сжигания на факеле 38 попутного природного газа 6, когда попутный природный газ 6 не может быть транспортирован на централизованную газоперерабатывающую установку 10, как представлено на фиг. 1.

Как представлено на фиг. 2, производимый композиционный поток 8 текучей среды, содержащий нефть, газ и воду, из одной или нескольких нефтяных скважин поступает в резервуарный парк 20, содержащий трехфазный сепаратор или устройство 22 для обработки, в котором композиционный поток разделяется на индивидуальные текучие среды. При использовании в настоящем изобретении, что является традиционным для нефтегазовой промышленности, текучие среды могут существовать в жидкой фазе или газовой фазе. Трехфазный сепаратор 22 отделяет друг от друга все текучие среды, представляющие собой промышленную воду 24, непереработанную нефть 30 и попутный природный газ 6.

Промысловую воду 24 подают в накопительный резервуар 26 промышленной воды для сбора перед транспортировкой воды на применение 28, используя грузовые автомобили или трубопровод. Непереработанную нефть 30 подают в накопительный резервуар 32 непереработанной нефти для продажи 34 подачи непереработанной нефти. Попутный промышленный газ 6 подают на газовый факел 38 для сжигания, в результате которого отсутствует полезный экономический эффект, а побочные продукты выпускаются в атмосферу.

Согласно настоящему изобретению предложены система и способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах для повышения качества непереработанного нефтепродукта и для сокращения потери ресурсов и уменьшения неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

На фиг. 3 проиллюстрирована диаграмма системы 100 согласно первому варианту осуществления настоящего изобретения. Предложена система 100 удаленной переработки углеводородов в целях применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах 2 или нефтяных эксплуатационных скважинах 4 для сокращения потери ресурсов и уменьшения неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Система 100 удаленной переработки содержит газокompрессорный блок 110, выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия природного газа 6 из скважины 2 или попутного природного газа 6 из резервуарного парка 20.

Производимый природный газ 6 сначала проходит через блок 112 удаления жидкости в целях сокращения до минимума возможности образования жидкого шлама, который может повредить газовый компрессор. Сухой газ 40, который выходит из блока 112 удаления жидкости, сжимают с применением компрессора 114. Газокompрессорный блок 110 может содержать стальные рамы, несущие трубопровод, впускное резервуарное газопромысловое устройство и приводимое в действие электрическим двигателем или газопроводное устройство (исходный электрический или механический источник движущей силы) в соединении с компрессором 114.

Газоперерабатывающий блок 120 находится в сообщении с возможностью переноса газа с газокompрессорным блоком 110 и выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42, поступающего из газокompрессорного блока 110, на первый поток переработанного газа 50 и первый

поток переработанной жидкости 60. Газоперерабатывающий блок 120 может содержать стальные рамы, несущие дегидратационное оборудование, газопромывочные устройства, теплообменники, холодильные компрессоры, колонны, трубопроводы и другое оборудование. В газоперерабатывающем блоке 120, как правило, использована конструкция механического разделения и охлаждения. Вспомогательное оборудование может быть использовано по мере необходимости для очистки и дегидратации сжатого природного газа 42. Газоперерабатывающий блок 120 выполнен с возможностью разделения сжатого природного газа 116 на два индивидуальных углеводородных потока.

Блок 150 производства электроэнергии, такой как газопроводной блок производства электроэнергии, находится в сообщении с возможностью переноса газа с газоперерабатывающим блоком 120 и выполнен с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа 50, поступающего из газоперерабатывающего блока 120, или из дополнительного вторичного источника 5 подачи переработанной нефти, если это может потребоваться для оптимизации смешивания.

Первый жидкостный накопительный резервуар 160 находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с газоперерабатывающим блоком 120 и выполнен с возможностью хранения под давлением первого потока переработанной жидкости 60. Смесительный блок 170 находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с первым жидкостным накопительным резервуаром 160 и находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с источником 34 подачи переработанной нефти из резервуарного парка 20 нефтяной эксплуатационной скважины 4 и с вторичным источником 5 подачи переработанной нефти, если система 100 удаленной переработки присоединена к скважине 2 для добычи природного газа.

Смесительный блок 170 выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости 60, поступающего из первого жидкостного накопительного резервуара 160, с переработанной нефтью 34 с образованием модифицированного переработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем переработанная нефть 34. Смесительный блок 170 содержит одну или несколько стальных рам и оборудование, в том числе насосы и приборы для измерения жидких углеводородов и переработанной нефти, а также для отбора образцов и смешивания жидкостей с образованием относительно однородной жидкости.

Согласно одному варианту осуществления газоперерабатывающий блок 120 выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок 120 выполненный с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок 120 выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

Согласно следующему варианту осуществления модифицированный переработанный нефтепродукт 180 смешивают в соответствии с допустимыми техническими условиями транспортировки переработанной нефти.

Согласно следующему варианту осуществления газокomppressorный блок 110 дополнительно содержит блок 112 удаления жидкости и компрессор, приводимый в действие электрическим двигателем 114.

Согласно следующему варианту осуществления газоперерабатывающий блок 120 дополнительно содержит газ-газовый теплообменник 122, холодильный аппарат 124, и холодный сепаратор 126, и при этом холодный сепаратор 126 находится в сообщении с возможностью переноса газа в газ-газовый теплообменник 122 для обеспечения охлаждения газа и предварительного охлаждения сжатого природного газа 42 перед направлением в холодильный аппарат 124.

Согласно следующему варианту осуществления смесительный блок 170 дополнительно содержит первый дозировочный клапан 172, выполненный с возможностью точного регулирования движения первого потока переработанной жидкости 60 в смеситель 176 смесительного блока 170, и второй дозировочный клапан 174, выполненный с возможностью точного регулирования движения потока 34 подачи переработанной нефти из резервуарного парка 20 или вторичного источника 5 подачи переработанной нефти в смеситель 176.

Согласно следующему варианту осуществления блок 150 производства электроэнергии содержит газопроводной блок производства электроэнергии, содержащий газовую турбину 152 и электрический генератор 154. Согласно следующему варианту осуществления блок 150 производства электроэнергии находится в электрическом соединении с линией 70 передачи электроэнергии, которая находится в электрическом соединении с электрической подстанцией, расположенной в пределах области линии конкурентных возобновляемых энергетических зон (CREZ), чтобы обеспечивать продажу производимой элек-

троэнергии.

На фиг. 4 проиллюстрирована диаграмма системы 200 согласно второму варианту осуществления настоящего изобретения. Система 200 удаленной переработки углеводов в целях применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах 2 или нефтяных эксплуатационных скважинах 4 предложена в целях сокращения потери ресурсов и уменьшения неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Система 200 удаленной переработки содержит газокompрессорный блок 110, выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия природного газа 6 из скважины 2 или попутного природного газа 6 из резервуарного парка 20.

Газоперерабатывающий блок 130 находится в сообщении с возможностью переноса газа с газокompрессорным блоком 110 и выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42, поступающего из газокompрессорного блока 110, на первый поток переработанного газа 50, первый поток переработанной жидкости 60, и второй поток переработанной жидкости 62.

Блок 150 производства электроэнергии, такой как газопроводной блок производства электроэнергии, находится в сообщении с возможностью переноса газа 50 с газоперерабатывающим блоком 130 и выполнен с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа, поступающего из газоперерабатывающего блока 130.

Первый жидкостный накопительный резервуар 160 находится в сообщении с возможностью переноса жидкости 60 с газоперерабатывающим блоком 130 и выполнен с возможностью хранения под давлением первого потока переработанной жидкости 60. Второй переработанный жидкостный накопительный резервуар 162 находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с газоперерабатывающим блоком 130 и выполнен с возможностью хранения под давлением второго потока переработанной жидкости 62.

Смесительный блок 170 находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с первым жидкостным накопительным резервуаром 160 и находится в сообщении с возможностью переноса жидкости с источником 34 подачи непереработанной нефти из резервуарного парка 20 нефтяной эксплуатационной скважины 4 или в вторичным источником 5 подачи непереработанной нефти, например, если система 100 удаленной переработки присоединена к скважине 2 для добычи природного газа или, если дополнительный вторичный источник 5 подачи непереработанной нефти требуется для оптимизации смешивания.

Смесительный блок 170 выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости 60, поступающей из первого жидкостного накопительного резервуара 160 с непереработанной нефтью из источника подачи 34 с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть из источника подачи 34 или 5 непереработанной нефти.

Согласно одному варианту осуществления газоперерабатывающий блок 130 выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода, и второй поток переработанной жидкости 62, содержащей молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода. Согласно этому варианту осуществления второй поток переработанной жидкости содержит сжиженный нефтяной газ, который можно транспортировать и продавать.

На фиг. 5 схематически представлена технологическая диаграмма варианта осуществления настоящего изобретения, предназначенного для применения на централизованной перерабатывающей установке 10. Согласно варианту осуществления, который проиллюстрирован на фиг. 5, блок 150 производства электроэнергии выполнен с возможностью приема первого потока переработанного газа 50, содержащего метан и сопутствующий этан, которые производит централизованная перерабатывающая установка 10. Первый поток переработанного газа 50 сжигают в качестве топлива в газовой турбине 152, находящейся в механическом соединении с генератором 154 для производства электроэнергии. Генератор 154 соединен с линиями 70 передачи электроэнергии. Линии 70 передачи электроэнергии соединены с электрической подстанцией, такой как электрическая подстанция, расположенная в пределах области линии конкурентных возобновляемых энергетических зон (CREZ), что обеспечивает продажу производимой электроэнергии.

Первый жидкостный накопительный резервуар 160 может быть выполнен с возможностью приема и хранения первого потока переработанной жидкости 60 из централизованной перерабатывающей установки 10. Здесь присутствует источник 5 непереработанной нефти. Присутствующий смесительный блок 170 соединен таким образом, чтобы принимать непереработанную нефть 34 из источника 5 непереработанной нефти и первый поток переработанной жидкости 60 из первого жидкостного накопительного резервуара 160. Непереработанная нефть 34 и первый поток переработанной жидкости 60 смешиваются в смесительном блоке 170 с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть 34 из источника 5 непереработанной нефти. Необязательно второй жидкостный накопительный резервуар 162 выполнен с возможностью хранения второго потока переработанной жидкости 62 из централизованной перерабатывающей установки 10.

Согласно одному варианту осуществления первый поток переработанной жидкости 60 содержит пентан и высшие углеводороды и второй поток переработанной жидкости 62 содержит пропан и бутаны. Согласно следующему варианту осуществления первый поток переработанной жидкости 60 содержит бутаны и высшие углеводороды, и второй поток переработанной жидкости 62 содержит пропан. Согласно следующему варианту осуществления часть первого потока переработанного газа 50 продают в качестве остаточного газа.

Осуществление настоящего изобретения

Рассмотрим фиг. 3, где представлен способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах 2 и 4, включающий следующие стадии.

Обеспечение газокomppressorного блока 110, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с промышленным газом 6 углеводородной эксплуатационной скважины 2 или 4. Обеспечение газоперерабатывающего блока 120, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газокomppressorным блоком 110. Обеспечение блока 150 производства электроэнергии, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газоперерабатывающим блоком 120. Обеспечение жидкостного накопительного резервуара 160, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газоперерабатывающим блоком 120. Обеспечение смесительного блока 170, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с жидкостным накопительным резервуаром 160. Обеспечение источника 34 непереработанной нефти, такого как резервуарный парк 20 или вторичный источник 5, находящийся в сообщении с возможностью переноса текучей среды со смесительным блоком 170.

Направление промышленного газа 6 из углеводородной эксплуатационной скважины 2 или 4 в газокomppressorный блок 110. Направление сжатого природного газа 42 из газокomppressorного блока 110 в газоперерабатывающий блок 120. Термическое разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50 и первый поток переработанной жидкости 60. Направление первого потока переработанного газа 50 в блок 150 производства электроэнергии. Сжигание первого потока переработанного газа 50 в турбине 152 блока 150 производства электроэнергии в целях приведения в действие электрического генератора 154 для производства электроэнергии.

Направление первого потока переработанной жидкости 60 из газоперерабатывающего блока 120 в жидкостный накопительный резервуар 160. Направление первого потока переработанной жидкости 60 из жидкостного накопительного резервуара 160 в смесительный блок 170. Направление непереработанной нефти 34 в смесительный блок 170. Смешивание первого потока переработанной жидкости 60 с непереработанной нефтью с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть 34.

Согласно одному варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа 42 дополнительно включает разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

Согласно одному варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа 42 дополнительно включает разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

В типичной области применения настоящего изобретения 100 согласно этому варианту осуществления с установленным оптимизированным оборудованием предусмотрено, что входящий газовый поток поступает в компрессорный блок 110 со скоростью 1000 тысяч стандартных кубических футов в сутки при манометрическом давлении 50 фунтов на квадратный дюйм и температуре 100°F, имеет теплотворную способность 1315 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут и содержит 7 галлонов на тысячу кубических футов природного газового конденсата (ПГК). В результате переработки газа получают первый поток переработанной жидкости 60, составляющий приблизительно 12,7 баррелей в сутки, содержащий бутаны и высшие углеводороды при абсолютном давлении пара 29,7 фунтов на квадратный дюйм и имеющий плотность 92 градуса API. Первый поток переработанной жидкости 60 затем смешивают с непереработанной нефтью 34, имеющей приблизительно объемом 100 баррелей в сутки и плотность 42 градуса API, получая в результате смесь модифицированной непереработанной нефти 180, которая имеет объем 113,7 баррелей в сутки и плотность 48 градусов API.

В соответствии с трубопроводными техническими условиями, во избежание взыскания штрафа за постепенное испарение и потери, максимальная плотность непереработанной нефти составляет 50 градусов API. Первый поток переработанного газа 50 выходит из газоперерабатывающего блока 120 после удаления первого потока переработанной жидкости 60 (в данном примере это бутаны и высшие углеводороды). Первый поток переработанного газа 50, представляющего собой газообразные углеводороды, которые содержат метан, этан и пропан, составляет 985 тысяч стандартных кубических футов в сутки, имеет теплотворную способность 1275 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут, температуру 104°F и абсолютное давление 260 фунтов на квадратный дюйм, используется в качестве топлива в блоке 150 производства электроэнергии. В результате этого производимая электрическая мощ-

ность составляет приблизительно 3,5 МВт.

Приведенные выше приблизительные результаты получены в процессе вычислений, доступных специалистам в нефтегазовой промышленности, и они могут быть воспроизведены для применения во всех вариантах осуществления, которые описаны в настоящем документе.

Согласно одному варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа 42 дополнительно включает разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

Рассмотрим фиг. 4, где представлен способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах 2 и 4, включающий следующие стадии.

Обеспечение газокomppressorного блока 110, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с промышленным газом 6 углеводородной эксплуатационной скважины 2 или 4. Обеспечение газоперерабатывающего блока 130, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газокomppressorным блоком 110. Обеспечение блока 150 производства электроэнергии, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газоперерабатывающим блоком 130. Обеспечение первого жидкостного накопительного резервуара 160, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газоперерабатывающим блоком 130. Обеспечение второго жидкостного накопительного резервуара 162, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с газоперерабатывающим блоком 130.

Обеспечение смесительного блока 170, находящегося в сообщении с возможностью переноса текучей среды с жидкостным накопительным резервуаром 160. Обеспечение источника непереработанной нефти 34, такого как резервуарный парк 20 или вторичный источник 5, находящийся в сообщении с возможностью переноса текучей среды со смесительным блоком 170. Направление промышленного газа из углеводородной эксплуатационной скважины 2 или 4 в газокomppressorный блок 110. Направление сжатого природного газа 42 из газокomppressorного блока 110 в газоперерабатывающий блок 130. Термическое разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50 и первый поток переработанной жидкости 60. Направление первого потока переработанного газа 50 в блок 150 производства электроэнергии. Сжигание первого потока переработанного газа 50 в турбине 152 блока 150 производства электроэнергии в целях приведения в действие электрического генератора 154 для производства электроэнергии.

Направление первого потока переработанной жидкости 60 из газоперерабатывающего блока 130 в первый жидкостный накопительный резервуар 160. Направление первого потока переработанной жидкости 60 из первого жидкостного накопительного резервуара 160 в смесительный блок 170. Направление непереработанной нефти 34 в смесительный блок 170. Смешивание первого потока переработанной жидкости 60 с непереработанной нефтью с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть 34. Направление второго жидкого потока 62 из газоперерабатывающего блока 130 во второй жидкостный накопительный резервуар 162.

Согласно одному варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа 42 дополнительно включает разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода, и второй поток переработанной жидкости 62, содержащей молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода. Согласно этому варианту осуществления второй поток переработанной жидкости 62 содержит сжиженный нефтяной газ (СНГ).

Согласно следующему варианту осуществления предложен способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах 2 и 4, включающий следующие стадии.

Обеспечение газокomppressorного блока 110 вблизи эксплуатационных скважин 2 или 4, производящих природный газ 6 или попутный природный газ 6.

Обеспечение газоперерабатывающего блока 130 вблизи газокomppressorного блока 110.

Обеспечение блока 150 производства электроэнергии вблизи газоперерабатывающего блока 130.

Обеспечение первого жидкостного накопительного резервуара 160 вблизи газоперерабатывающего блока 130.

Обеспечение второго жидкостного накопительного резервуара 162 вблизи газоперерабатывающего блока 130.

Обеспечение смесительного блока 170 вблизи первого жидкостного накопительного резервуара 160.

Обеспечение источника непереработанной нефти 34 вблизи смесительного блока 170.

Направление природного газа 6, добытого из эксплуатационной скважины 2 или 4, в газокomppressorный блок 110.

Направление сжатого природного газа 42 из газокomppressorного блока 110 в газоперерабатывающий блок 130.

Термическое разделение сжатого природного газа 42 на три углеводородных потока, представляющих собой первый поток переработанного газа 50, первый поток переработанной жидкости 60 и второй поток переработанной жидкости 62.

Направление первого потока переработанного газа 50 в блок 150 производства электроэнергии и сжигание первого потока переработанного газа 50 в турбине 152 блока 150 производства электроэнергии в целях приведения в действие электрического генератора 154 для производства электроэнергии.

Направление первого жидкого потока 60 из газоперерабатывающего блока 130 в первый жидкостный накопительный резервуар 160.

Направление первого потока переработанной жидкости 60 из первого жидкостного накопительного резервуара 160 в смесительный блок 170.

Направление непереработанной нефти 34 из источника непереработанной нефти 20 или 5 в смесительный блок 170.

Смешивание первого потока переработанной жидкости 60 с непереработанной нефтью 34 с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть 34.

Направление второго жидкого потока 62 из газоперерабатывающего блока 130 во второй жидкостный накопительный резервуар 162.

Согласно следующему варианту осуществления стадия термического разделения сжатого природного газа 42 дополнительно включает разделение сжатого природного газа 42 на первый поток переработанного газа 50, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, первый поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода, и второй поток переработанной жидкости 60, содержащей молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода. Согласно следующему варианту осуществления на этой стадии второй поток переработанной жидкости 62 содержит сжиженный нефтяной газ (СНГ).

Рассмотрим фиг. 5, где представлен способ переработки углеводородных продуктов на централизованной перерабатывающей установке 10, включающий следующие стадии.

Получение первого потока переработанного газа 50, содержащего метан и сопутствующий этан.

Направление первого потока переработанного газа 50 в блок 150 производства электроэнергии.

Сжигание первого потока переработанного газа 50 в качестве топлива в газовой турбине 152, находящейся в механическом соединении с генератором 154 для производства электроэнергии.

Направление произведенной электроэнергии в линии 70 передачи электроэнергии, присоединенные к доступной промышленной электроэнергетической сети.

Получение первого потока переработанной жидкости 60.

Обеспечение источника 5 непереработанной нефти.

Направление непереработанной нефти 34 и первого потока переработанной жидкости 60 в смесительный блок 170.

Смешивание первого потока переработанной жидкости 60 с непереработанной нефтью 34 с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть 34 из источника 5 непереработанной нефти.

Получение второго потока переработанной жидкости 62, содержащего жидкие пропан и бутаны, для продажи в качестве СНГ.

Согласно одному варианту осуществления первый поток переработанной жидкости 60 содержит пентан и высшие углеводороды, и второй поток переработанной жидкости 62 содержит пропан и бутаны. Согласно следующему варианту осуществления первый поток переработанной жидкости 60 содержит бутаны и высшие углеводороды, и второй поток переработанной жидкости 62 содержит пропан. Согласно следующему варианту осуществления часть первого потока переработанного газа 50 продают в качестве остаточного газа.

Согласно следующему варианту осуществления предложен способ переработки углеводородных продуктов на централизованной перерабатывающей установке 10, включающий следующие стадии:

Получение первого потока переработанного газа 50, содержащего метан и сопутствующий этан.

Направление первого потока переработанного газа 50 в блок 150 производства электроэнергии.

Сжигание первого потока переработанного газа 50 в качестве топлива в газовой турбине 152, находящейся в механическом соединении с генератором 154 для производства электроэнергии.

Направление произведенной электроэнергии в линии 70 передачи электроэнергии, присоединенные к доступной промышленной электроэнергетической сети.

Получение первого потока переработанной жидкости 60, содержащей пропан и высшие углеводороды. Обеспечение источника 5 непереработанной нефти.

Направление непереработанной нефти 34 и первого потока переработанной жидкости 60 в смесительный блок 170.

Смешивание первого потока переработанной жидкости 60 с непереработанной нефтью 34 с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта 180, имеющего более высокую плотность

в градусах API и меньшую вязкость, чем переработанная нефть 34 из источника 5 переработанной нефти.

Как проиллюстрировано на фигурах, согласно настоящему изобретению предложено уникальное решение, позволяющее преодолеть ограничения и решить проблемы исключения сжигания на факеле 38 попутного промыслового газа 6 в нефтегазовой промышленности, а также обеспечить улучшенный переработанный нефтепродукт 180. В частности, согласно настоящему изобретению предложено уникальное решение, которое обеспечивает соответствующие размеры и выполнено распространения на скважину 4 с уменьшающейся производительностью и одновременном увеличении до максимума применения углеводородных компонентов попутного промыслового газа из скважины 4.

При использовании в настоящем документе термин "практически" следует истолковывать как означающий "скорее да, чем нет".

После описания таким способом настоящего изобретения посредством представления некоторых из его предпочтительных вариантов осуществления следует отметить, что описанные варианты осуществления являются иллюстративными, а не ограничительными по своей природе, и что в приведенном выше раскрытии предусмотрены в широком разнообразии вариации, модификации, изменения и замещения, в некоторых случаях некоторые признаки настоящего изобретения могут быть использованы без соответствующего применения других признаков. Многие такие вариации и модификации могут считать желательными специалисты в данной области техники на основании ознакомления с приведенным выше описанием предпочтительных вариантов осуществления. Соответственно, оказывается целесообразным широкое истолкование прилагаемой формулы изобретения, таким образом, чтобы это соответствовало объему настоящего изобретения. При использовании в настоящем документе всегда предусмотрено, что переработанная нефть и переработанные нефтяные смеси представляют собой жидкости. Термин "бутаны" представляют собой обычное в промышленности обозначение смеси изобутана и нормального бутана.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система удаленной переработки углеводородов, предназначенная для применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах и содержащая

газокомпрессорный блок, расположенный вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа и выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия природного газа из скважины;

газоперерабатывающий блок, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газокомпрессорным блоком и выполненный с возможностью термического разделения сжатого природного газа, принятого из газокомпрессорного блока, на первый поток переработанного газа и первый поток переработанной жидкости;

блок производства электроэнергии, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газоперерабатывающим блоком и выполненный с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа, поступающего из газоперерабатывающего блока;

жидкостный накопительный резервуар, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с газоперерабатывающим блоком и выполненный с возможностью хранения под давлением первого жидкого потока;

смесительный блок, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с жидкостным накопительным резервуаром и находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с источником подачи переработанной нефти; и

указанный смесительный блок выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости, поступающей из жидкостного накопительного резервуара, с переработанной нефтью, полученной из источника подачи переработанной нефти, с образованием модифицированного переработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах Американского нефтяного института (API) и меньшую вязкость, чем переработанная нефть из источника подачи переработанной нефти.

2. Система переработки по п.1, в которой дополнительно газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

3. Система переработки по п.1, в которой дополнительно газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

4. Система переработки по п.1, в которой дополнительно газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной

жидкости, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

5. Система переработки по п.1, в которой дополнительно модифицированный непереработанный нефтепродукт соответствует допустимым техническим условиям транспортировки непереработанной нефти.

6. Система переработки по п.1, в которой газокompрессорный блок дополнительно содержит блок удаления жидкости и компрессор, приводимый в действие электрическим двигателем.

7. Система переработки по п.1, в которой газоперерабатывающий блок дополнительно содержит теплообменник, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газокompрессорным блоком; холодильный аппарат, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с теплообменником; холодный сепаратор, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с холодильным аппаратом, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с первым жидкостным накопительным резервуаром и находящийся в сообщении по потоку газовой среды с теплообменником; и

при этом первый поток переработанного газа выходит из холодного сепаратора и циркулирует вокруг теплообменника для охлаждения сжатого газа и нагревания первого потока переработанного газа перед подачей в блок производства электроэнергии.

8. Система переработки по п.1, в которой дополнительно смесительный блок содержит первый дозировочный клапан для дозирования количества первого потока переработанной жидкости, смешиваемой с поступающей непереработанной нефтью; и, второй дозировочный клапан для дозирования количества поступающей непереработанной нефти, смешиваемой с первым потоком переработанной жидкости.

9. Система переработки по п.1, в которой дополнительно блок производства электроэнергии представляет собой газопроводной блок производства электроэнергии, дополнительно содержащий газовую турбину и генератор.

10. Система переработки по п.8, в которой дополнительно блок производства электроэнергии находится в электрическом соединении с линией передачи электроэнергии и

линия передачи электроэнергии находится в электрическом соединении с электрической подстанцией, расположенной в пределах области линии конкурентных возобновляемых энергетических зон (CREZ).

11. Система удаленной переработки углеводородов, предназначенная для применения на удаленно расположенных газовых эксплуатационных скважинах и содержащая

газокompрессорный блок, расположенный вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа и выполненный с возможностью приема, дегидратации и сжатия природного газа из скважины;

газоперерабатывающий блок, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газокompрессорным блоком и выполненный с возможностью термического разделения сжатого природного газа, поступающего из газокompрессорного блока, на первый поток переработанного газа, первый поток переработанной жидкости и второй поток переработанной жидкости;

блок производства электроэнергии, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газоперерабатывающим блоком и выполненный с возможностью производства электроэнергии из первого потока переработанного газа, поступающего из газоперерабатывающего блока;

первый жидкостный накопительный резервуар, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с газоперерабатывающим блоком и выполненный с возможностью хранения под давлением первого жидкого потока;

второй жидкостный накопительный резервуар, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с газоперерабатывающим блоком и выполненный с возможностью хранения под давлением второго жидкого потока;

смесительный блок, находящийся в сообщении по потоку жидкой среды с первым жидкостным накопительным резервуаром и с источником подачи непереработанной нефти; при этом смесительный блок выполнен с возможностью регулируемого смешивания первого потока переработанной жидкости, полученной из первого жидкостного накопительного резервуара, с непереработанной нефтью, поступающей из источника подачи непереработанной нефти, с образованием модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть из источника подачи непереработанной нефти; и

второй жидкостный накопительный резервуар выполнен с возможностью хранения под давлением сжиженного нефтяного газа (СНГ).

12. Система переработки по п.11, в которой дополнительно газоперерабатывающий блок выполнен с возможностью термического разделения сжатого природного газа на

первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода;

первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода; и

второй поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода.

13. Система переработки по п.11, в которой дополнительно второй поток переработанной жидкости содержит СНГ.

14. Система переработки по п.11, в которой газоперерабатывающий блок дополнительно содержит теплообменник, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с газокompрессорным блоком; первый холодильный аппарат, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с теплообменником;

первый холодный сепаратор, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с первым холодильным аппаратом и потоком жидкости, присоединенным к первому жидкостному накопительному резервуару;

второй холодильный аппарат, находящийся в сообщении по потоку газовой среды с первым холодным сепаратором;

второй холодный сепаратор, находящийся в сообщении по потоку газовой среды со вторым холодильным аппаратом и потоком жидкости, присоединенным ко второму жидкостному накопительному резервуару; и

при этом первый поток переработанного газа выходит из второго холодного сепаратора и циркулирует вокруг первого теплообменника для охлаждения сжатого газа и нагревания первого потока переработанного газа перед направлением в блок производства электроэнергии.

15. Способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах, осуществляемый системой удаленной переработки углеводородов по п.1, включающий стадии, согласно которым

подают промысловый газ из углеводородной эксплуатационной скважины в газокompрессорный блок;

направляют сжатый природный газ из газокompрессорного блока в газоперерабатывающий блок; термически разделяют сжатый природный газ на первый поток переработанного газа и первый поток переработанной жидкости;

подают первый поток переработанного газа в блок производства электроэнергии;

сжигают первый поток переработанного газа в турбине блока производства электроэнергии для приведения в действие электрического генератора и производства электроэнергии;

подают первый поток переработанной жидкости из газоперерабатывающего блока в жидкостный накопительный резервуар;

подают первый поток переработанной жидкости из жидкостного накопительного резервуара в смесительный блок;

подают непереработанную нефть из источника непереработанной нефти в смесительный блок и смешивают первый поток переработанной жидкости с непереработанной нефтью из источника непереработанной нефти с получением модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть из источника непереработанной нефти.

16. Способ по п.15, в котором дополнительно предусмотрено, что стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из четырех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти или более атомов углерода.

17. Способ по п.15, в котором дополнительно предусмотрено, что стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из трех или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из четырех или более атомов углерода.

18. Способ по п.15, в котором дополнительно предусмотрено, что стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, и первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из трех или более атомов углерода.

19. Способ по п.15, в котором дополнительно предусмотрено, что модифицированный непереработанный нефтепродукт соответствует допустимым техническим условиям транспортировки непереработанной нефти.

20. Способ переработки углеводородных продуктов на удаленных скважинах, осуществляемый системой удаленной переработки углеводородов по п.11, включающий стадии, согласно которым

обеспечивают газокompрессорный блок вблизи эксплуатационной скважины природного газа или попутного газа;

подают природный газ из эксплуатационной скважины в газокompрессорный блок;

подают сжатый природный газ из газокompрессорного блока в газоперерабатывающий блок;

термически разделяют сжатый природный газ на три углеводородных потока, представляющих со-

бой первый поток переработанного газа, первый поток переработанной жидкости и второй поток переработанной жидкости;

подают первый поток переработанного газа в блок производства электроэнергии;

сжигают первый поток переработанного газа в турбине блока производства электроэнергии для приведения в действие электрического генератора и производства электроэнергии;

подают первый жидкий поток из газоперерабатывающего блока в первый жидкостный накопительный резервуар;

подают первый поток переработанной жидкости из первого жидкостного накопительного резервуара в смесительный блок;

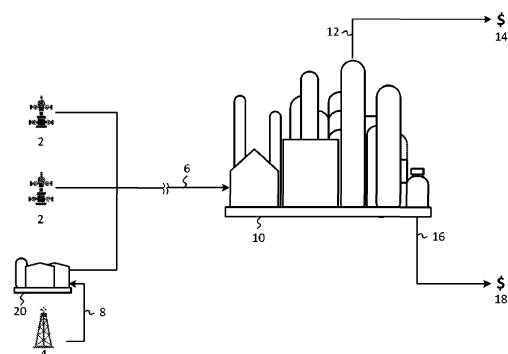
подают непереработанную нефть из источника непереработанной нефти в смесительный блок;

смешивают первый поток переработанной жидкости с непереработанной нефтью из источника подачи непереработанной нефти для получения модифицированного непереработанного нефтепродукта, имеющего более высокую плотность в градусах API и меньшую вязкость, чем непереработанная нефть из источника подачи непереработанной нефти; и

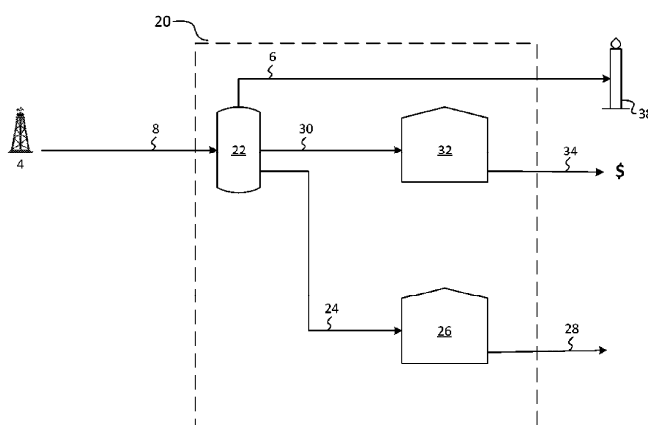
подают второй жидкий поток из газоперерабатывающего блока во второй жидкостный накопительный резервуар.

21. Способ по п.20, в котором дополнительно предусмотрено, что стадия термического разделения сжатого природного газа дополнительно включает разделение природного газа на первый поток переработанного газа, содержащего молекулы с цепью из двух или менее атомов углерода, первый поток переработанной жидкости, содержащей молекулы с цепью из пяти и более атомов углерода, и второй поток переработанной жидкости, содержащей между молекулы с цепью из трех и четырех атомов углерода.

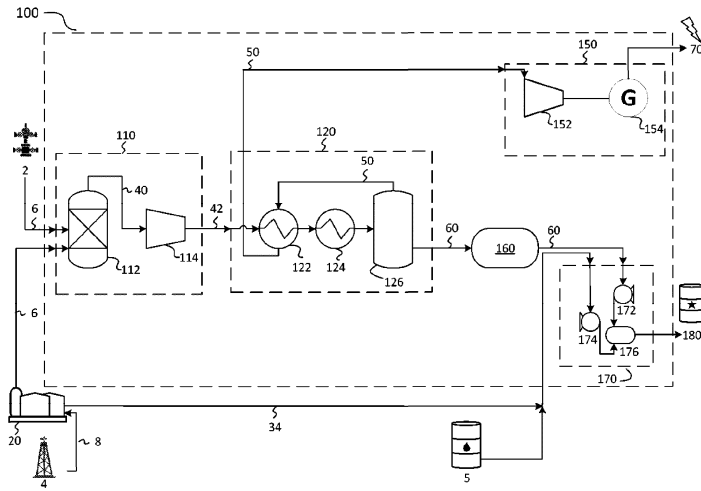
22. Способ по п.20, в котором дополнительно предусмотрено, что второй поток переработанной жидкости содержит сжиженный нефтяной газ.



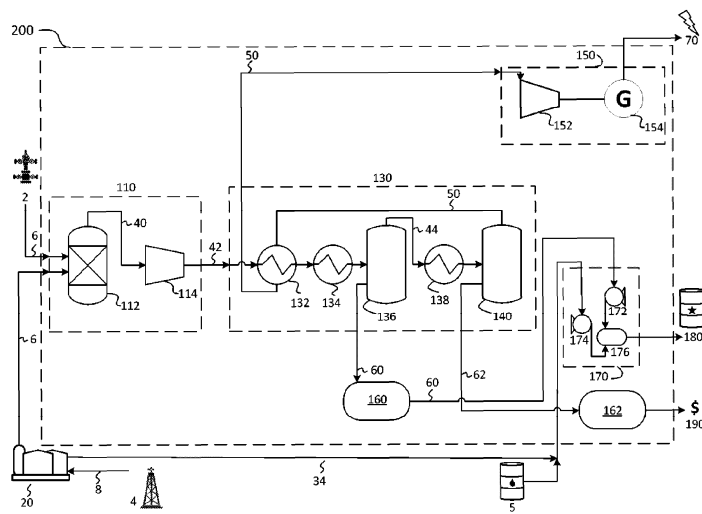
Фиг. 1
Уровень техники



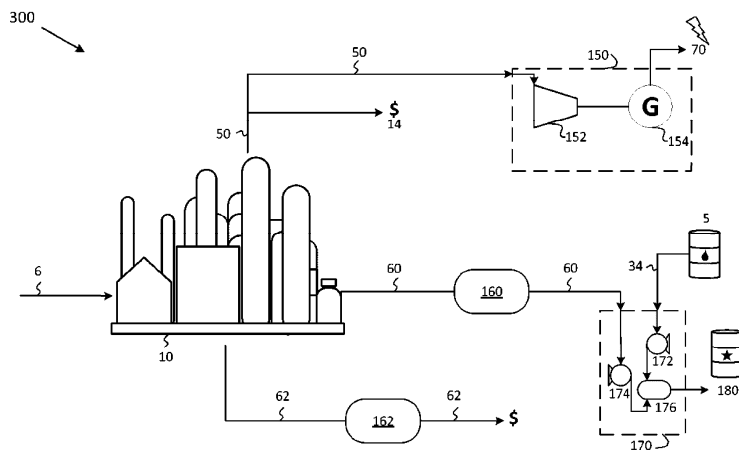
Фиг. 2
Уровень техники



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5