

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036849**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.28

(21) Номер заявки
201891653

(22) Дата подачи заявки
2017.01.27

(51) Int. Cl. *E21B 43/34* (2006.01)
B01D 17/00 (2006.01)
B01D 19/00 (2006.01)
B01D 17/02 (2006.01)
B01D 17/04 (2006.01)

(54) РАЗДЕЛЕНИЕ НЕФТИ, ВОДЫ, ГАЗА И ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И/ИЛИ ГАЗА

(31) 1602204.8

(32) 2016.02.08

(33) GB

(43) 2019.01.31

(86) PCT/EP2017/051862

(87) WO 2017/137272 2017.08.17

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ФОРФЭЙЗ АС (NO)

(72) Изобретатель:
**Арефьорд Андерс, Брунтвейт Йёрген
(NO)**

(74) Представитель:
**Поликарпов А.В., Соколова М.В.,
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнагьев
А.В. (RU)**

(56) US-B1-6214220
WO-A1-2007105086
GB-A-2242373
US-A-3727382

(57) Устройство для разделения нефти, воды, газа и твердых частиц, содержащее разделительный бак (102), где бак содержит вход для многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду, газ и твердые частицы, сепаратор (108) твердых частиц в соединении по текучей среде с входом, выход (226) для твердых частиц, выполненный с возможностью удаления твердых частиц, отделенных сепаратором твердых частиц, из разделительного бака, первый резервуар (210) для содержания жидкой смеси нефти и воды, которая была отделена от твердых частиц, отделенных сепаратором твердых частиц, второй резервуар (212) для содержания нефти, отделенной от жидкой смеси нефти и воды, переливное устройство (124) на конце первого резервуара, которое отделяет первый резервуар от второго резервуара, первый выход (228) для жидкости первого резервуара, соединенный с нижней частью разделительного бака, второй выход (230) для жидкости второго резервуара, соединенный с нижней частью разделительного бака, и выход (232) для газа, соединенный с верхней частью разделительного бака.

036849 B1

036849 B1

Настоящее изобретение относится к устройству и способу разделения нефти, воды, газа и твердых частиц (обычно песка) из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из добычного оборудования. В частности, это изобретение относится к устройству и способу разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из скважины или группы скважин с использованием комплексного устройства, которое значительно уменьшает пространство, требуемое на эксплуатационной платформе или буровой установке, и рециркулирует добытый газ для повышения эффективности способа, при этом понижая затраты.

Множество шельфовых нефтяных и газовых месторождений разрабатывают и добывают с использованием платформы с кустом скважин. В общем, на морском дне помещают опорную плиту, которая содержит окна для бурения, и скважину бурят через каждое окно для бурения. Нередко из одной опорной плиты пробуривают от 10 до 20 скважин. Каждую скважину бурят для того, чтобы попасть в конкретный контур или контуры залежи. Траектория скважин может быть очень различной, однако заботятся об обеспечении того, чтобы скважины не сталкивались друг с другом. В некоторых случаях эти скважины бурят по отдельности на некотором расстоянии между ними или другими опорными плитами. Эти скважины, часто называемые скважинами-спутниками, имеют отдельные устья скважин, которые соединены в системе добычи посредством длинных выкидных линий с коллектором, который, в свою очередь, соединен с эксплуатационной платформой или добычным оборудованием.

Добычу из этих скважин часто смешивают и обрабатывают на одной эксплуатационной платформе или добычном оборудовании. В случае разработки шельфового месторождения эти эксплуатационные платформы могут быть плавающими, например плавучей системой добычи, хранения и выгрузки (ПСДХВ), или постоянными структурами платформ. Такие добычные установки являются очень дорогими системами, и пространство на платформе достигает высшей стоимости. В качестве иллюстрации затраты могут составлять \$100000 за тонну бортового оборудования и \$25000 за квадратный метр площади добычного оборудования. В результате, уменьшение массы и размера требуемого технологического оборудования является очень важным. Кроме того, расходные материалы, требуемые для способа, требуют пространства для хранения, которое добавляется к их закупочной цене и, таким образом, увеличивает общие затраты на их применение. Кроме того, сведение к минимуму или, в идеале, устранение потребности в дополнительных продуктах обеспечивает более экономичный способ, требующий менее пространства на платформе (и грузоподъемности).

В общем, добычный поток из скважины или группы скважин содержит нефть, газ, воду и твердые частицы (обычно песок). В промышленности их часто называют различными фазами, т.е. существуют четыре фазы в добычном потоке. Перед тем, как нефть и/или газ можно экспортировать из добычного оборудования на нефтеперерабатывающий завод или в нефтехранилище, необходимо сперва очистить их от любых твердых частиц и воды. Также выгодно отделить газ от нефти так, чтобы существовали два независимых потока продуктов, т.е. газа и нефти. Воду и твердые частицы рассматривают как побочные продукты, от которых необходимо избавиться. Обычно твердые частицы необходимо очистить от любых следов нефти так, чтобы от них можно было избавиться без вреда для окружающей среды. Поэтому добычный поток наилучшим образом разделяют на четыре фазы. Сегодня для этого часто требуется много оборудования для выполнения этих разделений на последовательных стадиях. В частности, сперва удаляют твердые частицы, используя одну стадию обработки, после чего удаляют воду и окончательно газ и нефть. В результате требуется большая площадь поверхности или площадь платформы, что увеличивает общие затраты системы. Это может значительно повысить затраты на строительство добычного оборудования или эксплуатационной платформы.

Авторы настоящего изобретения работали для установления технических решений указанных выше ограничений, связанных с технологией, используемой в настоящее время в промышленности или описанной в предшествующем уровне техники.

В одном аспекте в настоящем изобретении предоставляют устройство для разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования, содержащее разделительный бак, содержащий

вход для многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду, газ и твердые частицы, разделяемой на составляющие ее фазы нефти, воды, газа и твердых частиц, причем вход находится на расположенной вверх по потоку стороне разделительного бака,

сепаратор твердых частиц в соединении по текучей среде со входом,

выход для твердых частиц, соединенный с разделительным баком, выполненный с возможностью удаления твердых частиц, отделенных сепаратором твердых частиц от многофазной содержащей углеводороды текучей среды, из разделительного бака через указанный выход для твердых частиц,

первый резервуар для содержания жидкой смеси нефти и воды из многофазной содержащей углеводороды текучей среды, которая была отделена от твердых частиц, отделенных сепаратором твердых частиц, причем верхняя часть разделительного бака расположена выше первого резервуара для получения газа, отделенного от жидкой смеси нефти и воды,

второй резервуар для содержания нефти, отделенной от жидкой смеси нефти и воды, причем второй резервуар расположен ниже по потоку от первого резервуара,

переливное устройство на конце первого резервуара, которое отделяет первый резервуар от второго

резервуара, причем переливное устройство предоставлено для отделения нефти от жидкой смеси нефти и воды,

первый выход для жидкости первого резервуара, соединенный с нижней частью разделительного бака,

второй выход для жидкости второго резервуара, соединенный с нижней частью разделительного бака, и

выход для газа, соединенный с верхней частью разделительного бака.

Возможно сепаратор твердых частиц является гидроциклоном. Обычно коллектор твердых частиц расположен ниже сепаратора твердых частиц, так что отделенные твердые частицы из сепаратора твердых частиц собираются в указанном коллекторе твердых частиц. Можно предоставить взвешивающую установку для взвешивания отделенных твердых частиц в указанном коллекторе твердых частиц. Промывочная система с псевдоожижением предпочтительно расположена вблизи коллектора твердофазных частиц для смывания твердых частиц через выход твердых частиц. Можно установить регулятор промывочной системы с псевдоожижением управления промывочной системой с псевдоожижением на основе массы твердых частиц, зарегистрированной взвешивающей установкой.

Возможно предоставление первой измерительной установки для измерения уровня жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре. Возможно предоставление второй измерительной установки для измерения, прямо или косвенно, уровня поверхности раздела воды и нефти в жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре. Третье измерительное устройство можно предоставить для измерения, прямо или косвенно, уровня, глубины или объема нефти во втором резервуаре.

Возможно по меньшей мере один из первого выхода для жидкости и/или второго выхода для жидкости дополнительно содержит расположенный ниже по потоку от него насос для регулирования расхода жидкости через соответствующий выход. Выход для газа может дополнительно содержать компрессор. Возможно по меньшей мере один из выхода для газа, первого выхода для жидкости и/или второго выхода для жидкости дополнительно содержит соответствующий перепускной трубопровод и связанный с ним клапан. Можно предоставить датчик давления для контролирования внутреннего давления газа в разделительном баке. Выпускной клапан безопасного давления можно соединить с верхней частью разделительного бака, причем выпускной клапан безопасного давления выполнен для открывания, когда внутреннее давление газа превышает заданный максимальный безопасный предел.

Возможно устройство дополнительно содержит сепаратор крупных твердых частиц выше по потоку от входа для отделения крупных твердых частиц от содержащей углеводороды текучей среды.

В предпочтительном воплощении газовую взбивалку располагают вдоль нижней части первого резервуара. Газовые взбивалки известны специалистам. Предпочтительно разделительный бак дополнительно содержит второй вход для газа, соединенный с газовой взбивалкой, причем второй вход предоставляют для подачи газа в газовую взбивалку. Предпочтительно устройство дополнительно содержит первый сепаратор, предоставленный выше по потоку от разделительного бака. Первый сепаратор содержит впускной трубопровод для содержащей углеводороды текучей среды, первый выход первого сепаратора, связывающий верхнюю часть первого сепаратора со вторым входом для транспортировки газа, отделенного от содержащей углеводороды текучей среды в газовую взбивалку, предоставленную внутри разделительного бака, и второй выход, связывающий нижнюю часть первого сепаратора со входом разделительного бака для транспортировки жидкой и твердой фаз содержащей углеводороды текучей среды в разделительный бак.

Обычно первый сепаратор дополнительно содержит датчик уровня жидкости и соединенный с ним первый модуль управления для регулирования уровня жидкости в первом сепараторе так, чтобы он находился в заданном интервале. Первый сепаратор может дополнительно содержать датчик внутреннего давления газа и соединенный с ним второй модуль управления для регулирования давления газа в первом сепараторе так, чтобы оно находилось в заданном интервале. Третий выход первого сепаратора можно расположить ниже на первом сепараторе, чем первый выход, причем третий выход устанавливает связь верхней части первого сепаратора со входом для транспортировки газа, отделенного от содержащей углеводороды текучей среды, в разделительный бак. Обычно первый выход, второй выход и третий выход, каждый, оборудованы соответствующим независимо управляемым клапаном для селективного открывания или закрывания соответствующего выхода и регулирования расхода через соответствующий выход. Предпочтительно регулятор содержит соответствующие модули управления клапанами для соответствующих клапанов.

Возможно устройство дополнительно содержит коагулятор в верхней части разделительного бака, расположенный выше первого резервуара. Коагулятор приспособлен для удаления капелек нефти и воды, захваченных газом из содержащей углеводороды текучей среды, из отделенного газа посредством конденсации нефти и/или воды на поверхности коагулятора.

Предпочтительно устройство приспособлено для непрерывного разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из непрерывного потока содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования.

В настоящем изобретении также предоставляют нефтяное и/или газовое добычное оборудование,

включающее устройство этого первого аспекта изобретения.

Во втором аспекте в настоящем изобретении предоставляют способ разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования, включающий стадии:

(1) пропускания многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду, газ и твердые частицы, в разделительный бак через вход на расположенной вверх по потоку стороне разделительного бака,

(2) отделения твердых частиц и текучей среды от многофазной содержащей углеводороды текучей среды в сепараторе твердых частиц, находящемся в соединении по текучей среде со входом и расположенном в разделительном баке,

(3) транспортировки отделенных твердых частиц из разделительного бака через выход для твердых частиц разделительного бака,

(4) пропускания текучей смеси, содержащей нефть, воду и газ из многофазной содержащей углеводороды текучей среды, в первый резервуар разделительного бака,

(5) отделения газа от смеси нефти и воды в первом резервуаре, причем отделенный газ получают выше первого резервуара,

(6) транспортировки отделенного газа из первого резервуара из разделительного бака через выход для газа разделительного бака,

(7) разделения нефти и воды в жидкой смеси нефти и воды в первом резервуаре с образованием воды и слоя нефти,

(8) обеспечения вытекания отделенной нефти в первом резервуаре через переливное устройство в конце первого резервуара во второй резервуар разделительного бака, расположенный ниже по потоку от первого резервуара,

(9) транспортировки отделенной воды из первого резервуара через первый выход для жидкости разделительного бака,

(10) транспортировки отделенной нефти из второго резервуара через второй выход для жидкости разделительного бака.

Возможно сепаратор твердых частиц является гидроциклоном. Отделенные твердые частицы можно собрать в коллекторе твердых частиц в разделительном баке. Количество отделенных твердых частиц, собранных в коллекторе твердых частиц, можно непрерывно или периодически взвешивать. Способ может дополнительно включать стадию промывки отделенных твердых частиц из коллектора твердых частиц с использованием промывочной системы с псевдоожижением. Поток воды через псевдоожиженную промывочную систему можно управлять согласно массе отделенных твердых частиц в баке для сбора твердых частиц.

Обычно способ дополнительно включает стадию измерения уровня жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре и, возможно, стадию измерения, прямо или косвенно, уровня поверхности раздела воды и нефти в жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре. Расход воды через первый выход для жидкости можно регулировать для обеспечения того, что уровень поверхности раздела воды и нефти в первом резервуаре поддерживается ниже верхней части переливного устройства. Способ предпочтительно дополнительно включает стадию измерения, прямо или косвенно, уровня, глубины или объема нефти во втором резервуаре. Расход нефти через второй выход для жидкости предпочтительно регулируют для обеспечения того, что высота нефти во втором резервуаре ниже переливного устройства.

Возможно, способ дополнительно включает стадию сжатия отделенного газа, транспортируемого через выход для газа, для подачи в поток добываемого газа. Давление нефти, транспортируемой через второй выход для жидкости, можно повысить для подачи в поток добываемой нефти.

Возможно контролировать внутреннее давление газа в разделительном баке. Выпускной клапан безопасного давления можно открыть для понижения внутреннего давления газа в разделительном баке, когда внутреннее давление газа превышает заданный максимальный предел безопасной работы.

Возможно способ может дополнительно включать стадию отделения крупных твердых частиц от содержащей углеводороды текучей среды выше по потоку от входа.

В предпочтительном воплощении способ дополнительно включает стадии пропускания подаваемого газа через газовую взбивалку в нижней части первого резервуара, чтобы образовать газовые пузырьки в жидкой смеси нефти и воды, и пропускания газовых пузырьков через жидкую смесь нефти и воды для сбора захваченных водой капелек нефти. В предпочтительном воплощении способ предпочтительно дополнительно включает предоставление первого сепаратора выше по потоку от разделительного бака. Содержащая углеводороды текучая среда проходит в первый сепаратор через впускной трубопровод первого сепаратора. Газ отделяют от содержащей углеводороды текучей среды в первом сепараторе с образованием отделенного газа и остающиеся жидкую и твердую фазы содержащей углеводороды текучей среды транспортируют из выхода первого сепаратора на вход разделительного бака. По меньшей мере, первую часть отделенного газа транспортируют из первого сепаратора через первый выход для газа первого сепаратора в газовую взбивалку, расположенную в разделительном баке, для обеспечения таким образом подачи газа для газовой взбивалки. Возможно, вторую часть отделенного газа из первого сепаратора

ратора транспортируют через второй выход для газа первого сепаратора на вход разделительного бака. Способ может дополнительно включать стадию регулирования расхода газа через первый выход для газа и второй выход для газа и регулирования расхода жидких фаз через выход первого сепаратора для предотвращения повышения уровня жидких фаз до уровня первого или второго выходов для газа.

Возможно способ дополнительно включает стадию коагуляции любых захваченных капелек или пара нефти или воды из отделенного газа на коагуляторе в верхней части разделительного бака, расположенном выше первого резервуара, причем коагулятор приспособлен для удаления захваченных газом капелек или пара нефти и воды посредством конденсации нефти и/или воды на поверхности коагулятора.

Предпочтительно в способе этого аспекта настоящего изобретения непрерывно разделяют нефть, воду, газ и твердые частицы из непрерывного потока содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования.

В третьем аспекте настоящего изобретения предоставляют устройство для разделения нефти, воды и газа в содержащей углеводороды текучей среде, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования, где устройство содержит разделительный бак для разделения многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду и газ, на составляющие ее фазы нефти, воды и газа, причем разделительный бак содержит первый вход для содержащей углеводороды текучей среды, второй вход для газа и соединенную со вторым входом газовую взбивалку для прохождения пузырьков газа через смесь нефти и воды в резервуаре разделительного бака для сбора захваченных водой капелек нефти, и первый сепаратор, предоставленный выше по потоку от разделительного бака, причем первый сепаратор содержит впускной трубопровод для содержащей углеводороды текучей среды, первый выход первого сепаратора, связывающий верхнюю часть первого сепаратора со вторым входом для транспортировки газа, отделенного из содержащей углеводороды текучей среды, в газовую взбивалку, предоставленную внутри разделительного бака, и второй выход, связывающий нижнюю часть первого сепаратора с первым входом разделительного бака для транспортировки жидких фаз содержащей углеводороды текучей среды в разделительный бак.

Обычно первый сепаратор дополнительно содержит датчик уровня жидкости и соединенный с ним первый модуль управления для регулирования уровня жидкости в первом сепараторе, так чтобы он находился в заданном интервале.

Возможно, первый сепаратор дополнительно содержит датчик внутреннего давления газа и соединенный с ним второй модуль управления для регулирования давления газа в первом сепараторе так, чтобы оно находилось в заданном интервале.

Предпочтительно первый сепаратор дополнительно содержит третий выход первого сепаратора, расположенный ниже первого выхода на первом сепараторе, связывающий верхнюю часть первого сепаратора с первым входом для транспортировки газа, отделенного от содержащей углеводороды текучей среды, в разделительный бак.

Обычно первый выход, второй выход и третий выход, каждый, оборудованы соответствующим независимо управляемым клапаном для селективного открывания или закрывания соответствующего выхода и регулирования расхода через соответствующий выход. Можно предоставить регулятор, содержащий соответствующие модули управления клапанами для соответствующих клапанов.

В одном воплощении разделительный бак дополнительно содержит сепаратор твердых частиц для отделения твердых частиц из многофазной содержащей углеводороды текучей среды. Однако альтернативно разделительный бак можно выполнить для отделения только текучих фаз, т.е. нефти, воды и газа.

Возможно устройство дополнительно содержит сепаратор крупных твердых частиц выше по потоку от первого входа и ниже по потоку от первого сепаратора для отделения крупных частиц из многофазной содержащей углеводороды текучей среды. Альтернативно сепаратор крупных твердых частиц можно расположить выше по потоку от первого впускного трубопровода для отделения крупных частиц из многофазной содержащей углеводороды текучей среды.

Предпочтительно устройство по этому аспекту настоящего изобретения приспособлено для непрерывного разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из непрерывного потока содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования. В настоящем изобретении также предоставляют нефтяное или газовое добычное оборудование, содержащее устройство по этому аспекту настоящего изобретения.

В четвертом аспекте настоящего изобретения предоставляют способ разделения нефти, воды и газа из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования, включающий стадии:

- (1) пропускание потока многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду и газ, в первый сепаратор через впускной трубопровод первого сепаратора,
- (2) отделение газа от содержащей углеводороды текучей среды в первом сепараторе с образованием отделенного газа,
- (3) транспортирование жидких фаз содержащей углеводороды текучей среды из выхода первого сепаратора на вход разделительного бака, причем разделительный бак приспособлен для разделения многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду и газ, на составляющие ее

фазы нефти, воды и газа,

(4) транспортирование, по меньшей мере, первой части отделенного газа из первого сепаратора через первый выход для газа первого сепаратора в газовую взбивалку, расположенную в разделительном баке, и

(5) барботирование газа из газовой взбивалки через смесь нефти и воды в разделительном баке для сбора захваченных водой капелек нефти.

Возможно способ дополнительно включает стадию транспортирования второй части отделенного газа из газового сепаратора через второй выход для газа первого сепаратора на вход разделительного бака. Обычно способ дополнительно включает стадию регулирования расхода газа через первый выход для газа и второй выход для газа и регулирования расхода потока жидких фаз через выход первого сепаратора для предотвращения повышения уровня жидких фаз до уровня первого или второго выходов для газа.

В некоторых воплощениях этого способа настоящего изобретения содержащая углеводороды текучая среда дополнительно содержит твердые частицы. В одном воплощении способ дополнительно включает стадию отделения в разделительном баке твердых частиц от нефти, воды и газа содержащей углеводороды текучей среды. В другом воплощении способ дополнительно включает стадию отделения крупных твердых частиц от содержащей углеводороды текучей среды в расположении выше по потоку от входа разделительного бака и ниже по потоку от выхода первого сепаратора. В дополнительном воплощении способ дополнительно включает стадию отделения крупных твердых частиц от содержащей углеводороды текучей среды в расположении выше по потоку от впускного трубопровода первого сепаратора.

Предпочтительно в способе по этому аспекту настоящего изобретения непрерывно разделяют нефть, воду и газ из непрерывного потока содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования.

В предпочтительных воплощениях настоящего изобретения соответственно предоставляют устройство для разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и газового добычного оборудования, с использованием компактного блока, в котором разделяют все четыре фазы. Устройство содержит входной бак, который соединен с основным добычным трубопроводом, через который добытые фазы (все четыре фазы) текут во входной бак, и выходным трубопроводом, который соединен со вторым большим разделительным баком, который находится при более низком давлении, чем входной бак.

Входной бак находится при давлении, которое регулируют с помощью дроссельного вентиля в добычном трубопроводе перед входным баком. Предпочтительно входной бак имеет три выходных трубопровода, каждый из которых содержит клапан для направления или глушения потока из бака через каждый трубопровод в разделительный бак. В идеале существуют два выхода для газа, расположенные в верхней части или наверху входного бака. Один является трубопроводом выхода газа, который обеспечивает поток, направляемый в основание разделительного бака через газовую взбивалку/флотационную установку. Другой выход для газа обеспечивает газ, направляемый в циклон, который построен в разделительном баке. Третий выход из входного бака расположен вблизи дна бака и обеспечивает поток нефти, воды и твердых частиц в разделительный бак.

Предпочтительно существует гидроциклон, построенный в разделительном баке, и нефть, вода, газ и твердые частицы текут из входного бака через этот гидроциклон. Ниже гидроциклона существует бак для сбора твердых частиц, в котором собирают и взвешивают отделенные твердые частицы. Дополнительно бак для сбора твердых частиц оборудован промывочной системой с псевдоожижением для удаления отделенных твердых частиц из разделительного бака. Предпочтительно промывочный блок регулируют с помощью регулятора, который использует измерения массы собранных твердых частиц, и направляет поток воды через головку псевдоожижения для смывания смеси твердых частиц и воды из разделительного бака. Твердые частицы затем можно промыть с помощью множества хорошо известных способов или перевезти на установку, специально предназначенную для очистки и удаления твердых частиц.

Помимо удаления твердых частиц из потока в гидроциклоне также удаляют большую часть газа в продукции скважины. Предпочтительно это происходит в детонаторе циклона, размещенном в гидроциклоне, который возмущает вращательный поток внутри циклона, и газ высвобождается для выхода через верх гидроциклона. Остающаяся смесь нефти и воды выходит из гидроциклона и поступает в основной корпус разделительного бака. Так как нефть легче воды, нефть как правило поднимается вверх жидкой колонны в разделительном баке, образуя плавающий поверх воды слой.

Предпочтительно внутри разделительного бака существует газовая взбивалка/флотационная установка, расположенная вдоль его основания. Эта установка запитывается газом, покидающим входной бак через самый высокий трубопровод выхода газа, и приспособлена для способствования отделению капелек нефти от воды. Газ, покидающий взбивалку/флотационную установку, находится в форме потока небольших пузырьков, которые "собирают" небольшие капельки нефти, захваченные водяной колонной, перенося их к поверхности жидкой колонны, улучшая, таким образом, разделение нефти и воды в разде-

лительном баке.

Предпочтительно в разделительном баке существует коагулятор или барьер из мелкой сетки, который проходит сверху бака вниз в колонну жидкости из нефти и воды. Он размещен между гидроциклоном и перегородкой. Коагулятор способствует удалению нефти, которая может переноситься в виде очень мелкой нефтяной пыли в газе в верхней части бака. Эта нефть коагулирует на сетке и образует капельки нефти, которые стекают в колонну жидкости ниже. Таким образом, улучшая разделение нефти и газа в разделительном баке.

Предпочтительно перегородка расположена в разделительном баке на конце, противоположном ко входу в бак текучей среды и гидроциклону. Нефть, которая плавает поверх воды, перетекает через перегородку вниз по потоку от перегородки. Предпочтительно существуют измерительные приборы, которые измеряют уровень колонны нефти и воды, толщину нефтяного слоя, плавающего поверх воды, и уровень нефтяной колонны на стороне впуска перегородки. Предпочтительно существуют трубопроводы выхода текучей среды из разделительного бака с каждой стороны перегородки, которые содержат клапаны и насосы для каждого трубопровода, которые обеспечивают независимое регулирование потока текучей среды из каждого выхода. В нефти, закаченной со стороны ниже по потоку от перегородки, можно повысить давление с использованием насоса, подавая в поток добытой нефти из платформы, и воду можно откачать для дальнейшей обработки и/или удаления.

Предпочтительно в верхней части разделительного бака существует трубопровод выхода газа, который находится на противоположной (ниже по потоку) стороне от коагулятора ко входному трубопроводу в бак и к гидроциклону. Этот трубопровод выхода газа позволяет газу покидать бак и его можно сжигать в факеле или сжимать для подачи в поток добытого газа с платформы.

Предпочтительно все измерительные приборы, клапаны и насосы соединены с регулятором. Если используют газовый компрессор, тогда он также соединен с регулятором. Регулятор затем программируют для измерений и регулирования насосов (и компрессора) для обеспечения того, что уровень колонны нефти и воды никогда достигнет точки, в которой вода поступает в сторону ниже по потоку от перегородки, а также для обеспечения того, что уровень нефти со стороны выпуска перегородки всегда ниже высоты перегородки и нефть не может вернуться на сторону выше по потоку от перегородки. Регулятор или регуляторы также можно использовать для обеспечения того, что уровень во входном баке находится в заданных пределах и что давление газа также регулируется в пределах заданных параметров.

В идеале в разделительном баке существует разгрузочный клапан безопасного давления, который обеспечивает, что давление никогда не достигнет некоторого заданного максимального предела безопасной работы. Если давление подходит близко к этому пределу безопасности, клапан автоматически открывается и выбрасывает (или высвобождает) газ высокого давления в бак в безопасную область.

Воплощения настоящего изобретения теперь описываются более подробно только в качестве примера со ссылкой на приложенные чертежи, на которых

на фиг. 1 схематически показан вид сбоку системы разделения твердых частиц, воды, нефти и газа в соответствии с воплощением настоящего изобретения, и

на фиг. 2 схематически показан увеличенный вид бака для твердых частиц и промывочного блока системы разделения фиг. 1.

Со ссылкой на фиг. 1 схематически показана система разделения нефти, воды, газа и твердых частиц, в общем обозначенная как 100, которая составляет устройство для разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды из нефтяного и/или газового добычного оборудования в соответствии с воплощением настоящего изобретения.

Система 100 разделения содержит входной разделительный бак 101 и больший разделительный бак 102 ниже от него по потоку. Нефть, вода, газ и твердые частицы (обычно песок) поступают во входной разделительный бак 101 через впускной трубопровод 103. Этот впускной трубопровод 103 содержит добычный поток из эксплуатационной трубной обвязки (не показана), который поступает из нефтяной скважины или группы нефтяных скважин. Эта трубная обвязка также может глушить поток так, чтобы регулировать давление смеси, поступающей во входной разделительный бак 101.

Согласно установленным выше первому и второму аспектам настоящего изобретения разделительный бак 102 выполнен для разделения содержащей углеводороды текучей среды, которая содержит четыре фазы, т.е. нефть, воду, газ и твердые частицы, на составляющие ее четыре фазы. Один разделительный бак разделяет содержащую углеводороды текучую среду на отдельные четыре фазы, каждая из которых может обеспечить соответствующую выработку из разделительного бака.

Согласно установленным выше третьему и четвертому аспектам настоящего изобретения во входном разделительном баке 101 можно отделять газ от содержащей углеводороды текучей среды, которая может содержать три фазы, т.е. нефть, воду, газ, которую подают во входной разделительный бак 101. Фазы нефти и воды подают из входного разделительного бака 101 в разделительный бак 102 ниже по потоку от входного разделительного бака 101, в котором разделяют фазы нефти и воды. Газ подают из входного разделительного бака 101 в газовую взбивалку 119 в разделительном баке 102, причем газовую взбивалку 119 используют для способствования разделению фаз воды и нефти в разделительном баке 102. При этом избегают потребности в дополнительном газе, таком как азот, предоставляемом в газовую

взбивалку. Содержащая углеводороды текучая среда, которую подают во входной разделительный бак 101, может содержать только три фазы, а именно нефть, воду и газ, и любая твердая фаза в форме частиц могла быть удалена из содержащей углеводороды текучей среды с помощью сепаратора твердых частиц выше по потоку от входного разделительного бака 101. Альтернативно, содержащая углеводороды текучая среда, которую подают во входной разделительный бак 101, может содержать четыре фазы, т.е. нефть, воду, газ и твердую фазу в форме частиц, тогда жидкую и твердую фазу отделяют от газовой фазы во входном разделительном баке 101 и затем отделенные жидкую и твердые фазы подают в разделительный бак 102 ниже по потоку от входного разделительного бака 101, в котором разделяют нефть, воду и твердую фазу.

По мере того, как добываемая среда поступает во входной разделительный бак 101, твердые частицы и жидкости стремятся заполнить входной разделительный бак 101, повышая уровень, который измеряют с использованием датчика 107 уровня текучей среды. На фиг. 1 датчик показан как установка плавающего типа, однако специалисту понятно, что существует много других легко доступных типов датчиков.

Газ, который поступает во входной разделительный бак 101 в виде содержащей углеводороды текучей среды, как правило, частично отделяют, и он заполняет полость выше уровня жидкости. Эта газовая шапка действует как гидравлический привод, вытесняя таким образом смесь нефти, воды и твердых частиц во входном разделительном баке 101 через трубопровод 106 в гидроциклон 108, расположенный в разделительном баке 102. Предпочтительно гидроциклон 108 представляет собой динамический циклон, описанный в GB-A-2529729, однако можно использовать любой другой подходящий гидроциклон.

Смесь текучей среды и частиц, поступающая в гидроциклон 108, создает вращательный поток через гидроциклон 108, в котором более тяжелые частицы отбрасываются наружу центробежными силами по направлению к стенке циклона. Здесь они замедляются силами трения на стенке и опускаются из жидкой фазы в бак 109 твердых частиц, который находится внутри разделительного бака 102. Бак 109 твердых частиц вращается на валу 110, предоставленном на одной его стороне, и опирается на датчик 111 массы, предоставленный на его противоположной стороне. Эта конфигурация более ясно показана на фиг. 2. Датчик массы соединен с дисплеем 112 и также может быть соединен с регулятором (не показан).

По мере того как возрастает количество твердых частиц, собранных в баке 109 твердых частиц, массу регистрируют на дисплее 112, а также с помощью регулятора. После того как количество твердых частиц достигает некоторого заданного количества, их смывают из бака 109 твердых частиц и из разделительного бака 102 через выход 226 для твердых частиц. Этого достигают с использованием блока псевдооживления водой и промывки. Воду закачивают через трубопровод 113 и выпускают из форсунок в головке 201 псевдооживления, посредством чего вода псевдооживляет твердые частицы вблизи головки 201. Смесь воды и твердых частиц затем поступает в центральный трубопровод 202 в головке 201 и выходит через трубопровод 114. Оба трубопровода 113 и 114 проходят через наружную часть разделительного бака 102, как показано на фиг. 1. В течение этой операции поток углеводородной текучей среды в разделительный бак 102 можно временно остановить. По мере того как твердые частицы смывают из разделительного бака 102, масса в баке 109 твердых частиц уменьшается. После того как масса была понижена ниже заданного значения, регулятор отключает (или его отключают вручную) поток воды через трубопровод 113 и смывание останавливается. Смывание начинается снова после того, как собирают достаточно много твердых частиц, в то же время начинается другой цикл промывки.

Возвращаясь к описанию потока через гидроциклон 108, твердые частицы удаляют так, как описано выше, оставляя воду, нефть и газ в качестве остающихся фаз.

Воду и нефть собирают в первом резервуаре 210 в разделительном баке 102, который имеет на своем конце ниже по потоку по отношению к потоку нефти через разделительный бак 102 перегородку 124, которая действует как переливное устройство, и на стороне ниже по потоку от перегородки 124 находится второй резервуар 212 ниже по потоку от первого резервуара 210, в котором собирают нефть, которая перетекает через верхнюю часть переливного устройства.

Газ высвобождают из жидкостей путем перемешивания в детонаторе 115 циклона, который возмущает вращательный поток в гидроциклоне 108, и он выходит из гидроциклона 108 через верхний выход 116. Остающаяся жидкая смесь воды и нефти выходит из циклона на его дне и повышает уровень 117 жидкости в разделительном баке 102. Выше этого уровня 117 находится газ и ниже уровня 117 находится жидкость, состоящая из нефти и воды. Этот уровень 117 текучей среды измеряют с использованием ультразвукового датчика 121 уровня (можно использовать другие типы измерения уровня), который можно соединить с регулятором (не показано).

На фиг. 1 показано, что входной разделительный бак 101 содержит три выпускных трубопровода 104, 105 и 106, которые обеспечивают поток из входного разделительного бака 101 на вход 224 основного разделительного бака 102. Каждый выпускной трубопровод 104, 105 и 106 содержит связанный с ним клапан, как показано на фиг. 1. Как описано выше, смесь воды, нефти и твердых частиц выходит из входного разделительного бака 101 через нижний выход 106, вытесняемая давлением газа в верхней части входного разделительного бака 101. Если уровень жидкости во входном разделительном баке 101 падает ниже заданного значения, измеренного датчиком 107 уровня, тогда регулятор может закрыть клапан

трубопровода 106 и открыть 105 так, чтобы газ выходил из входного разделительного бака 101 непосредственно в гидроциклон 108. Необходимо отметить, что этот газ может быть "влажным", т.е. он может содержать капельки нефти и/или воды.

На фиг. 1 показан датчик 120 давления, расположенный во входном разделительном баке 101, который можно соединить с регулятором, и его можно использовать для регулирования добычного потока во входной разделительный бак 101 через трубопровод 103. Самый верхний выход 104 обеспечивает поток газа из верхней части 220 входного разделительного бака 101, направляемого через газовую взбивалку 119, которая действует как нефтяная флотационная установка, которая вызывает всплывание вверх нефтяных капелек в смеси нефти и воды под воздействием поднимающихся пузырьков из газовой взбивалки 119. Эта газовая взбивалка 119 содержит перфорированные трубки, покрывающие нижнюю секцию разделительного бака 101. Закаченный в нее газ проникает через перфорации с образованием газовых пузырьков, которые затем поднимаются через смесь нефти и воды. Покидающая гидроциклон 108 жидкость представляет собой смесь нефти и воды, и из-за различия их плотности нефть поднимается наверх для плавления поверх воды. Уровень воды обозначен 118 и верхняя часть колонны нефти и воды обозначена 117. Предоставляют датчик 122 линейного сопротивления для измерения, где существует граница раздела между водой и нефтью. Так как сопротивление нефти намного выше сопротивления пластовой воды, сопротивление, измеренное ниже границы раздела нефти и воды, является низким и сопротивление выше является намного более высоким. Таким образом, положение границы раздела нефти и воды можно непрерывно измерять в режиме реального времени.

Возвращаясь к описанию газовой взбивалки 119, по мере того как газовые пузырьки выходят из перфораций, они поднимаются через жидкость из нефти и воды и служат для повышения отделения небольших капелек нефти от воды, вынося их в верхнюю часть жидкости в разделительном баке 102. Сам газ покидает жидкость и движется выше уровня 117 в верхнюю часть разделительного бака 102. В результате, разделительный бак 102 содержит газ в его верхней части 222, которая расположена выше, по меньшей мере, первого резервуара 210, и в показанном воплощении проходит выше как первого резервуара 210, так и второго резервуара 212 и колонны жидкости, которая имеет два уровня, а именно уровень 118, указывающий верхнюю часть воды, и уровень 117, указывающий верхнюю часть нефти (если присутствует какая-нибудь нефть). Датчик 122 линейного сопротивления обеспечивает измерение толщины нефти, плавающей поверх воды.

Как описано выше, газ, поступающий в и покидающий гидроциклон 108, может быть влажным и, таким образом, может содержать капельки нефти и/или воды. Они очень маленькие, однако требуется извлечь эти жидкости из газа для улучшения извлечения нефти и газа. На фиг. 1 показан коагулятор 123, который содержит мелкую сетку, на которой нефть и/или вода конденсируются выше уровня 117 и стекают в колонну жидкости ниже. Нефть плавает поверх воды, и вода просачивается ниже уровня 118. Поэтому газ на стороне впуска коагулятора 123 (т.е. правой стороне, показанной на фиг. 1) может быть влажным, однако газ в колонне на стороне выпуска коагулятора 123 (т.е. левой стороне, показанной на фиг. 1) является сухим.

Конечная стадия способа разделения четырех фаз представлена перегородкой 124, действующей как переливное устройство, показанной на фиг. 1. По мере того как количество жидкости в разделительном баке 102 возрастает, нефть в верхней части жидкости в первом резервуаре 210 перетекает через перегородку 124 во второй резервуар 212 ниже по потоку от перегородки 124. Вода выходит со дна первого резервуара 210 через выход 228 для воды. Нефть выходит со дна второго резервуара 212 через выход 230 для нефти. Газ выходит из верхней части 222 разделительного бака 102 через выход 232 для газа, который расположен выше второго резервуара 212, однако альтернативно может быть расположен выше первого резервуара 210. Уровень нефти во втором резервуаре 212 измеряют с использованием ультразвукового датчика 125 уровня. В этой нефти можно поднять давление с помощью насоса 126 и направить в основной трубопровод добытой нефти (не показан) из эксплуатационной платформы или ее можно отвести через выпускной трубопровод 127 в другой бак для хранения (не показан). Подпитывающий насос 126 можно регулировать, используя регулятор, который использует уровень нефти, измеренный датчиком 125, для регулирования способа. Также, если уровень воды 118 повышается до точки, близкой к верхней части перегородки 124, можно включить водяной насос 128 (или повысить его расход) для обеспечения того, что никакая вода, которая могла бы загрязнить нефть, не пройдет через верх перегородки 124, т.е. в сторону по потоку ниже перегородки 124, действующей как переливное устройство. Предоставляют перепускной трубопровод воды и клапанный узел 129 для работы с очень высокими уровнями пластовой воды, поступающей в разделительный бак 102.

Газ, который собирается на стороне ниже по потоку от коагулятора 123, можно выпускать из разделительного бака 102 через трубопровод 130 для того, чтобы его сжечь или собрать, или его можно сжать с использованием компрессора 131 и закачать в основной трубопровод добытого газа (не показан) с платформы. Давление газа внутри разделительного бака 102 измеряют, используя датчик 132 давления, который можно соединить с регулятором. Дополнительно предоставляют разгрузочный клапан 133 безопасного давления для обеспечения того, что давление внутри разделительного бака никогда не сможет повыситься выше заданного значения.

Специалистам понятно, что датчики 107, 120, 121, 122, 125 и 132 можно соединить с регулятором или регуляторами, схематически показанными одним регулятором 203, которые, в свою очередь, можно запрограммировать для регулирования потока во входной разделительный бак 101 через трубопровод 103, клапанами, которые направляют поток из входного разделительного бака 101 в разделительный бак 102 посредством гидроциклона 108, насосами/подписывающими насосами 126, 128 и 131, которые обеспечивают выход нефти, воды и газа в разделительный бак 102 в виде различных потоков фаз, и клапанами перепускных трубопроводов 127, 129 и 130, которые обеспечивают требуемый выход этих потоков в систему 100. Подробности такого программируемого регулятора 214 для описанной выше работы и обеспечения функций хорошо известны специалистам. Кроме того, такой же (или другой) регулятор(ы) может контролировать массу твердых частиц, собранных в баке 109, и может регулировать описанный ранее способ промывки твердых частиц. Опять такой способ хорошо известен специалистам.

В любом воплощении сепаратор 216 крупных частиц можно расположить выше по потоку от разделительного бака 102, как схематически показано на фиг. 1, или альтернативно выше по потоку от входного разделительного бака 101.

С использованием устройства и способа, описанных в данном документе предпочтительного воплощения, добычу из скважины или группы скважины, которая содержат нефть, воду, газ и твердые частицы, можно разделить на потоки четырех фаз, используя систему 100 разделения, образующую компактный блок, показанный на фиг. 1, который возможно смонтировать на одной опорной раме или каркасе. Дополнительно в этом блоке разделения рециркулируют добытый газ для улучшения эффективности разделения нефти и воды и устранения потребности в других технологических продуктах, например, газообразном азоте. Такая система уменьшает требуемое пространство на платформе и улучшает общую эффективность способа разделения четырех фаз, уменьшая таким образом капитальные и эксплуатационные затраты оператора нефтяного и газового бизнеса.

Настоящее изобретение можно воплотить во многих различных формах и его нельзя истолковать как ограниченное изложенными в данном документе воплощениями, скорее эти воплощения предоставлены так, чтобы это описание было всесторонним и полным и полностью передавало идею изобретения специалистам.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство для разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования, включающее разделительный бак (102), содержащий

вход (224) для многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду, газ и твердые частицы, разделяемой на составляющие ее фазы нефти, воды, газа и твердых частиц, причем вход (224) находится на расположенной вверх по потоку стороне разделительного бака (102),

сепаратор (108) твердых частиц в соединении по потоку с входом (224),

коллектор (109) твердых частиц, расположенный ниже сепаратора (108) твердых частиц так, что отделенные твердые частицы из сепаратора (108) твердых частиц собираются в указанном коллекторе (109) твердых частиц,

выход (226) для твердых частиц, соединенный с коллектором (109) твердых частиц разделительного бака (102),

промывочную систему с псевдооживлением, соединенную с коллектором (109) твердых частиц, для вымывания твердых частиц через выход (226) для твердых частиц,

первый резервуар (210) для приема жидкой смеси нефти и воды из многофазной содержащей углеводороды текучей среды, которая была отделена от твердых частиц, отделенных сепаратором (108) твердых частиц,

причем верхняя область разделительного бака над первым резервуаром служит для сбора газа, отделенного от жидкой смеси нефти и воды,

второй резервуар (212) для сбора нефти, отделенной от жидкой смеси нефти и воды первого резервуара (210), причем второй резервуар (212) расположен ниже по потоку от первого резервуара (210),

переливное устройство (124) на конце первого резервуара (210), которое отделяет первый резервуар (210) от второго резервуара (212), причем переливное устройство (124) выполнено с возможностью отделения нефти от жидкой смеси нефти и воды,

первый выход (228) для жидкости первого резервуара (210), соединенный с нижней частью разделительного бака,

второй выход (230) для жидкости второго резервуара (212), соединенный с нижней частью разделительного бака, и

выход (232) для газа, соединенный с верхней частью разделительного бака.

2. Устройство по п.1, в котором сепаратор (108) твердых частиц является гидроциклоном.

3. Устройство по п.1 или 2, дополнительно содержащее взвешивающую установку для взвешивания отделенных твердых частиц в указанном коллекторе (109) твердых частиц и дополнительно содержащее

регулятор промывочной системы с псевдоожижением, выполненный для управления промывочной системой с псевдоожижением на основе массы твердых частиц, зарегистрированной взвешивающей установкой.

4. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее первую измерительную установку для измерения уровня жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре (210).

5. Устройство по п.4, дополнительно содержащее вторую измерительную установку для измерения, прямо или косвенно, уровня поверхности раздела воды и нефти в жидкой смеси воды и нефти в первом резервуаре (210).

6. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее третье измерительное устройство для измерения, прямо или косвенно, уровня, глубины или объема нефти во втором резервуаре (212).

7. Устройство по любому предшествующему пункту, в котором по меньшей мере один из первого выхода (228) для жидкости и/или второго выхода (230) для жидкости дополнительно содержит расположенный ниже по потоку от него насос для регулирования расхода жидкости через соответствующий выход.

8. Устройство по любому предшествующему пункту, в котором выход (232) для газа дополнительно содержит компрессор.

9. Устройство по любому предшествующему пункту, в котором по меньшей мере один из выхода (232) для газа, первого выхода (228) для жидкости и/или второго выхода (230) для жидкости дополнительно содержит соответствующий перепускной трубопровод и связанный с ним клапан.

10. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее датчик давления (132) для контролирования внутреннего давления газа в разделительном баке (102) и дополнительно содержащее выпускной клапан (133) безопасного давления, соединенный с верхней частью разделительного бака (102), причем выпускной клапан (133) безопасного давления выполнен для открывания, когда внутреннее давление газа превышает заранее заданный максимальный предел безопасной работы.

11. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее сепаратор (216) крупных твердых частиц выше по потоку от входа (224) для отделения крупных частиц от содержащей углеводороды текучей среды.

12. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее газовую взбивалку (119), расположенную вдоль нижней части первого резервуара (210), и где разделительный бак (102) дополнительно содержит второй вход для газа, соединенный с газовой взбивалкой, причем второй вход предоставлен для подачи газа в газовую взбивалку.

13. Устройство по п.12, дополнительно содержащее первый сепаратор, предоставленный выше по потоку от разделительного бака (102), содержащий выпускной трубопровод для содержащей углеводороды текучей среды, первый выход первого сепаратора, связывающий верхнюю часть первого сепаратора с вторым входом для транспортировки газа, отделенного от содержащей углеводороды текучей среды, в газовую взбивалку (119), предоставленную внутри разделительного бака (102), и второй выход, связывающий нижнюю часть первого сепаратора с входом разделительного бака для транспортировки жидкой и твердой фаз содержащей углеводороды текучей среды, в разделительный бак (102).

14. Устройство по п.13, в котором первый сепаратор дополнительно содержит датчик уровня жидкости и соединенный с ним первый модуль управления для регулирования уровня жидкости в первом сепараторе так, чтобы он находился в заданном интервале.

15. Устройство по п.13 или 14, в котором первый сепаратор дополнительно содержит датчик внутреннего давления газа и соединенный с ним второй модуль управления для регулирования давления газа в первом сепараторе так, чтобы оно находилось в заданном интервале.

16. Устройство по любому из пп.13-15, в котором первый сепаратор дополнительно содержит третий выход первого сепаратора, расположенный ниже на первом сепараторе, чем первый выход, связывающий верхнюю часть первого сепаратора с входом для транспортировки газа, отделенного от содержащей углеводороды текучей среды, в разделительный бак (102).

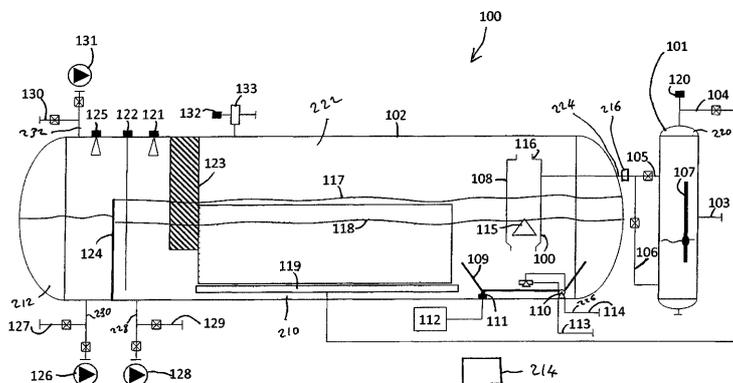
17. Устройство по п.16, в котором первый выход (228), второй выход (230) и третий выход (232), каждый, снабжены соответствующим независимо управляемым клапаном для селективного открывания или закрывания соответствующего выхода и регулирования расхода через соответствующий выход, и устройство дополнительно содержит регулятор, содержащий соответствующие модули управления клапанами для соответствующих клапанов.

18. Устройство по любому предшествующему пункту, дополнительно содержащее коагулятор (123) в верхней части разделительного бака (102), расположенный выше первого резервуара (210), причем коагулятор (123) приспособлен для удаления капелек нефти и воды, захваченных газом из содержащей углеводороды текучей среды, из отделенного газа посредством конденсации нефти и/или воды на поверхности коагулятора.

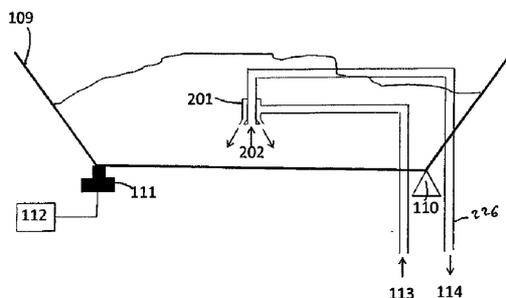
19. Устройство по любому предшествующему пункту, которое приспособлено для непрерывного разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из непрерывного потока содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования.

20. Способ разделения нефти, воды, газа и твердых частиц из содержащей углеводороды текучей среды, добываемой из нефтяного и/или газового добычного оборудования с использованием устройства по п. 1, включающий стадии:

- (1) подача многофазной содержащей углеводороды текучей среды, содержащей нефть, воду, газ и твердые частицы, в разделительный бак через вход на расположенной вверх по потоку стороне разделительного бака,
- (2) отделение твердых частиц и текучей среды от многофазной содержащей углеводороды текучей среды в сепараторе твердых частиц, находящемся в соединении по текучей среде с входом и расположенном в разделительном баке,
- (3) сбор отделенных твердых частиц в коллекторе твердых частиц в разделительном баке,
- (4) промывка отделенных твердых частиц из коллектора твердых частиц с использованием промывочной системы с псевдоожижением,
- (5) транспортировка промытых отделенных твердых частиц из разделительного бака через выход для твердых частиц разделительного бака,
- (6) подача текучей смеси, содержащей нефть, воду и газ из многофазной содержащей углеводороды текучей среды, в первый резервуар разделительного бака,
- (7) отделение газа от смеси нефти и воды в первом резервуаре, причем отделенный газ получают выше первого резервуара,
- (8) транспортирование отделенного газа из первого резервуара из разделительного бака через выход для газа разделительного бака,
- (9) разделение нефти и воды в жидкой смеси нефти и воды в первом резервуаре с образованием воды и слоя нефти,
- (10) транспортирование отделенной нефти в первом резервуаре через переливное устройство в конце первого резервуара во второй резервуар разделительного бака, расположенный ниже по потоку от первого резервуара,
- (11) транспортирование отделенной воды из первого резервуара через первый выход для жидкости разделительного бака,
- (12) транспортирование отделенной нефти из второго резервуара через второй выход для жидкости разделительного бака.



Фиг. 1



Фиг. 2

