

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202091122** (13) **A2**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**(43) Дата публикации заявки  
2020.08.31(51) Int. Cl. *E21B 43/34* (2006.01)  
*E21B 43/017* (2006.01)  
*E21B 37/00* (2006.01)(22) Дата подачи заявки  
2016.05.16(54) **УДАЛЕНИЕ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ИЗ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

(31) 1508818.0

(32) 2015.05.22

(33) GB

(62) 201792476; 2016.05.16

(71) Заявитель:  
ФОРФЭЙЗ АС (NO)

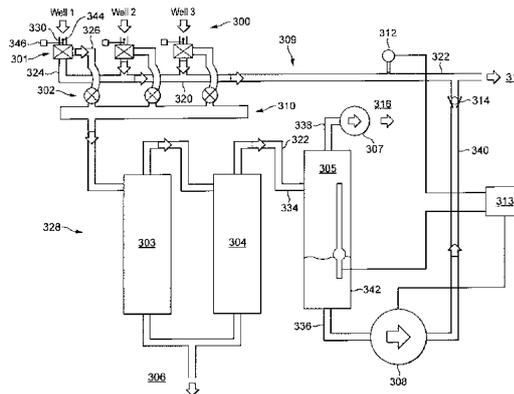
(72) Изобретатель:

Арефьорд Андерс, Брунтвейт Йорген,  
Лингбо Карл Оле Давикнес (NO),  
Макканн Доминик Патрик (GB)

(74) Представитель:

Поликарпов А.В., Соколова М.В.,  
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнатьев  
А.В., Билык А.В., Дмитриев А.В.,  
Бучака С.М., Бельтюкова М.В. (RU)

(57) Настоящее изобретение относится к способу удаления твердых веществ из нефтяной скважины с использованием системы удаления твердых веществ. В частности, настоящее изобретение относится к способу удаления твердых веществ из скважины, чтобы повысить ее продуктивность и обеспечить возможность смешивания продукции из этой скважины с продукцией из других скважин на одной и той же платформе для добычи нефти и/или газа. Этот способ также обеспечивает отделение твердых веществ и промывку удаленных твердых веществ.

**A2****202091122****202091122****A2**

## **Удаление твердых частиц из нефтяной скважины**

Настоящее изобретение относится к способу удаления твердых веществ из нефтяной скважины с использованием системы удаления твердых веществ. В частности, настоящее изобретение относится к способу удаления твердых веществ из скважины, чтобы повысить ее продуктивность и обеспечить возможность смешивания продукции из этой скважины с продукцией из других скважин на одной и той же платформе для добычи нефти и/или газа. Этот способ также обеспечивает отделение твердых веществ и промывку удаленных твердых веществ.

Многие морские месторождения нефти и газа разрабатывают и эксплуатируют с использованием многоскважинной платформы. Обычно на морское дно помещают опорную плиту для бурения, которая включает буровые шахты, и через каждую буровую шахту бурят скважину. Не является пределом бурение от 10 до 20 скважин на одной опорной плите для бурения. Каждую скважину бурят для попадания в конкретный целевой продуктивный пласт или пласты. Траектория скважин может быть различной, но следят за тем, чтобы не допустить пересечения скважин друг с другом. Добычные характеристики для отдельных скважин могут быть очень разными, поскольку каждая скважина нацелена на различные геологические горизонты или продуктивные пласты или на различные части одного и того же продуктивного пласта. Поскольку добыча на одном месторождении продолжается в течение многих лет, добыча из некоторых скважин может падать более быстро, чем из других, поскольку целевые продуктивные пласты каждой скважины обедняются с различной скоростью. Продукцию из всех скважин на опорной плите собирают и обрабатывают на одной платформе. Поэтому эту платформу необходимо эксплуатировать при различных давлениях добычи и расходах в течение срока службы скважин, которые она обслуживает. В некоторых случаях добыча из одной или более скважин является очень низкой при гораздо более низком давлении, чем в других скважинах на одной и той же платформе для бурения. Обычным следствием этого является накопление твердых веществ в таких низкопродуктивных скважинах. Часто, спустя много лет добычи и по мере обеднения продуктивного пласта, пластовое давление понижается и в результате дебит добычи подобным образом снижается. К тому же, вынос песка из такого обедненного продуктивного пласта может увеличиваться, поскольку напряженное состояние в продуктивном пласте изменяется из-за изменений пластового давления. При том, что дебит также уменьшается, выносимый песок не полностью удаляется из скважины и таким образом собирается, и еще больше тормозит добычу. В некоторых случаях, когда давление в продуктивном пласте снижается, в соседние

скважины закачивают воду, чтобы увеличить давление в пласте и «выместить» нефть в сторону добывающей скважины (скважин). Нередко случается, что эта закаченная вода повышает вынос песка в добывающей скважине. Существуют способы удаления этого песка из скважины (скважин), но во многих случаях песок собирают и транспортируют на берег для переработки. Также, даже после удаления песка дебит и давление скважин(ы) может быть намного меньше, чем у других скважин, эксплуатируемых на той же платформе. В результате продукция из этой скважины (скважин) не может обрабатываться таким же путем, и ее обычно собирают в резервуары и периодически их объединяют в «партии», например, для транспортировки на берег. Это требует наличия больших резервуаров на платформе, что занимает очень большое пространство (или требует большой установочной площади), что в свою очередь увеличивает размер платформы и ее стоимость.

В WO-A-2011/154919 раскрыта бурильная установка для бурения под поверхность, состоящую из частиц, такую как морское дно. Бурильная установка включает бурильное оборудование, которое обеспечивает псевдооживление частиц, составляющих поверхность, с использованием водяных струй высокого давления и транспортировку их на поверхность моря с использованием подъемной силы воздушных пузырьков, которые подают в транспортный трубопровод.

Было разработано техническое решение для преодоления ограничений, связанных с используемыми в настоящее время в промышленности или раскрытыми в уровне техники технологиями.

Настоящее изобретение обеспечивает способ удаления твердых веществ из нефтяной скважины, который изложен в пункте 1 формулы изобретения.

Обычно первый и второй протяженные трубопроводы являются коаксиальными. Возможно первый протяженный трубопровод окружает второй протяженный трубопровод.

Предпочтительно на стадии (b) наконечник для псевдооживления располагают в первом положении по вертикали в слое твердых веществ, и после того, как содержание твердых веществ уменьшено, наконечник для псевдооживления опускают до второго положения по вертикали в слое твердых веществ.

Обычно псевдооживляющую жидкость подают в форсунки для выпуска текучей среды при абсолютном давлении от 0,05 МПа до 0,25 МПа (от 0,5 до 2,5 бар). Обычно псевдооживляющую жидкость подают в форсунки для выпуска текучей среды при расходе от 50 до 250 л/мин. Давление и расход псевдооживляющей жидкости могут меняться в зависимости от глубины скважины, размера трубопровода и т.д.

Обычно псевдоожигающая жидкость представляет собой воду.

Предпочтительные воплощения настоящего изобретения соответственно обеспечивают способы, которые могут объединять промывку низкопродуктивной скважины (скважин), отделение удаленных твердых веществ, отделение добываемого газа от нефти и сбор и повышение давления нефти/газа, добываемых из этих скважин, так что нефть/газ автоматически смешиваются с продукцией из других скважин. Такая система может предоставить значительные улучшения по сравнению с известным уровнем техники и позволяет повысить производительность платформы, которая поддерживает широкий диапазон добычных характеристик отдельных скважин.

Предпочтительные воплощения настоящего изобретения обеспечивают способ, в котором используют систему, включающую блок промывки или очистки скважин от твердых веществ, трехфазный сепаратор с резервуаром для хранения и блок повышения давления.

Промывка или очистка скважин от твердых веществ может включать двойную колонну гибких труб с внутренней колонной гибких труб и внешней колонной гибких труб, расположенными концентрически относительно друг друга. Можно использовать одну колонну гибких труб при обратной циркуляции вниз через кольцевое пространство между колонной гибких труб и колонной труб для добычи из скважины или колонной обсадных труб. Двойная колонна гибких труб может иметь струйный наконечник для псевдоожигания, который находится на одном конце, и текучая среда, закачиваемая вниз в кольцевое пространство между внутренней и внешней колонной гибких труб, проходит через струйный наконечник. При эксплуатации двойную колонну гибких труб опускают в скважину, которую требуется промыть для удаления твердых веществ. После этого текучая среда, закачиваемая через струйный наконечник для псевдоожигания, обеспечивает псевдоожигание твердых веществ в скважине, и смесь твердых веществ и текучей среды вымывают из скважины через внутреннюю колонну гибких труб к поверхности. Вымываемую смесь направляют в установку для отделения и промывки твердых веществ.

Предпочтительные воплощения настоящего изобретения также обеспечивают способ, в котором используют трехфазный сепаратор с резервуаром для хранения и блок повышения давления, который может быть соединен с блоком промывки или очистки скважины от твердых веществ. В этих воплощениях нефть, добытую из скважины или скважин низкого давления можно обработать с помощью трехфазного сепаратора для удаления твердых веществ, обычно песка, и затем собрать газ и нефть в резервуар для хранения текучей среды. Резервуар для хранения текучей среды может быть снабжен

датчиком уровня, который обеспечивает измерение уровня текучей среды в нем. Вывод датчика уровня может быть соединен с контроллером, который в свою очередь используют для управления насосом для повышения давления. Контроллер может поддерживать уровень собранной текучей среды на заданном уровне, например, в средней точке резервуара, посредством регулирования расхода насоса от 0 до максимальной скорости или запуска/останова насоса. Может быть обеспечен датчик давления, который измеряет давление нефти при добыче из скважин, соединенных с добывающим магистральным трубопроводом. Датчик давления соединен с контроллером, который используют для регулирования выходного давления насоса для повышения давления, так что выходящая нефть находится при давлении немного более высоком, чем давление в добывающем магистральном трубопроводе, так что нефть, пропускаемая через трехфазный сепаратор, смешивается с нефтью, добываемой из других скважин платформы. После насоса для повышения давления может быть обеспечен невозвратный клапан, который предотвращает возвращение добываемых текучих сред в резервуар для хранения. Невозвратный клапан может также служить для обеспечения того, что нефть, поступающая в добывающий магистральный трубопровод, находится при надлежащем давлении, которое выше давления потока в добывающем магистральном трубопроводе.

Предпочтительные воплощения этого изобретения могут обеспечивать способ промывки скважин от твердых веществ, отделения и промывки указанных твердых веществ, сбора и повышения давления очищенных добываемых нефти/газа, включающий стадии:

- 1) Опускание в скважину двойной колонны гибких труб, содержащей концентрически расположенные внутреннюю и внешнюю колонны гибких труб со струйным наконечником для псевдооживления.

- 2) Закачку текучей среды вниз в кольцевое пространство между концентрически расположенными внутренней и внешней колоннами гибких труб для псевдооживления твердых веществ, в которые опускают струйный наконечник.

- 3) Сбор вымываемых твердых веществ и псевдооживляющей текучей среды, которые выходят вверх через внутреннюю колонну гибких труб и направление их на установку для отделения и промывки твердых веществ.

- 4) После того, как скважина очищена от твердых веществ и начинает опять пропускать поток нефти, удаление колонны гибких труб из скважины и направление добываемой нефти (которая содержит часть твердых веществ) в трехфазный сепаратор с резервуаром для хранения.

5) Сбор добываемой нефти, которая очищена от твердых веществ и газа в резервуаре для хранения.

6) Использование измерения уровня текучей среды в резервуаре для включения насоса для повышения давления, который перемещает нефть из резервуара для хранения, как только уровень поднимается выше заданного значения уровня в резервуаре, и остановка насоса, как только уровень текучей среды падает ниже заданного значения уровня.

7) Использование измерения давления в основном нефтедобывающем магистральном трубопроводе для регулирования выходного давления нефти из резервуара для хранения в насосе для повышения давления до давления, которое выше давления в магистральном трубопроводе, так что нефть, перемещаемая из резервуара для хранения, может смешиваться с основной продукцией с платформы.

Далее воплощения настоящего изобретения описаны более подробно, только посредством примеров со ссылкой на приложенные чертежи, где:

на фиг. 1 схематически показан вид сбоку платформы для добычи нефти и/или газа для применения с ней способа по настоящему изобретению;

на фиг. 2 схематически показан вид сбоку системы удаления твердых веществ для использования в способе согласно одному воплощению настоящего изобретения;

на фиг. 3 схематически показан вид с торца струйного наконечника для псевдооживления в системе удаления твердых веществ по фиг. 2, и

на фиг. 4 схематически показан вид сбоку трехфазного сепаратора и устройства для повышения давления для использования в способе согласно одному воплощению настоящего изобретения.

На фиг. 1 показана схема платформы 103 для добычи нефти и/или газа с опорной плитой 104 для бурения, которая имеет четыре скважины 105, пробуренные в различные продуктивные пласты 106 и 109. Морское дно обозначено позицией 101, а поверхность моря обозначена позицией 102. На Фиг. 1 все четыре скважины являются добывающими, однако скважина 107 была обеднена быстрее, чем другие, и в результате ее дебит ниже, и выносимые твердые вещества, обычно песок, не полностью удалены из скважины, а осели, как показано в виде слоя твердых веществ, обозначенного позицией 108. Без какого-либо вмешательства для очистки от этих твердых веществ, скважина 107 прекратит пропускать поток полностью, что приведет к более низкой продуктивности платформы в целом. К тому же, поскольку скважина 107 была обеднена быстрее, давление в пласте 109 ниже, чем в других пластах 106, так что нефть, добываемая из скважины 107, находится при более низком давлении. В результате продукция из этой скважины 107 не может быть

непосредственно смешана с продукцией других скважин, добывающих из 106, поскольку это приведет к тому, что поток из них будет протекать вниз в скважину 107 и в обедненный пласт 109.

Ниже описаны различные воплощения настоящего изобретения, которые могут преодолеть или устранить такие ограничения.

На фиг. 2 и 3 показана схема системы 200 удаления твердых веществ, которую можно использовать для восстановления скважины 107, показанной на Фиг.1.

Система 200 включает струйный наконечник 204 для псевдооживления, выполненный с возможностью размещения в слое 203 твердых веществ на дне скважины 201. Первый протяженный трубопровод 207 проходит от наконечника 204 и выполнен с возможностью соединения с источником (не показан) псевдооживляющей жидкости, такой как вода. Второй протяженный трубопровод 208 проходит от наконечника 204 и выполнен с возможностью соединения с блоком отделения твердых веществ (показан на Фиг. 4), расположенным над скважиной 201. Наконечник 204 включает форсунки 209 для выпуска текучей среды, находящиеся в сообщении по текучей среде с первым протяженным трубопроводом 207, и вход 206 для псевдооживленной смеси твердых веществ в псевдооживляющей жидкости, находящийся в сообщении по текучей среде со вторым протяженным трубопроводом 208. Первый и второй протяженные трубопроводы 207, 208 расположены коаксиально, и первый протяженный трубопровод 207 кольцеобразно окружает второй протяженный трубопровод 208.

Показанная на фиг. 2 скважина 201 имеет пониженную производительность, так что твердые вещества больше не удаляются в потоке и накапливаются в слое 203 твердых веществ в течение периода времени. Колонну 202 гибких труб, состоящую из двух концентрических труб, определяющих первый протяженный трубопровод 207 и второй протяженный трубопровод 208, опускают в скважину 201 так, что струйный наконечник 204 для псевдооживления на ее нижнем конце размещают внутри слоя 203 твердых веществ. В этом воплощении, как показано на фиг. 2, конец струйного наконечника 204 обычно имеет восемь форсунок 209 для выпуска текучей среды. Специалисту в данной области техники понятно, что количество форсунок 209 может быть меньше или больше этого количества, и их размеры могут быть определены для обеспечения подходящих свойств струи и псевдооживляющих свойств.

Двойная концентрическая колонна гибких труб 202 имеет внешний кольцеобразный трубопровод 207, определяющий входной канал потока, и внутренний круглый трубопровод 208, определяющий выходной канал потока. Текучую среду, обычно воду, закачивают вниз по кольцеобразному трубопроводу 207 и выпускают в виде

струй через форсунки 209 в слой 203 твердых веществ, как показано стрелками 205. Это обеспечивает псевдооживление твердых веществ вблизи струйного наконечника 204. Псевдооживленная смесь выпущенной в виде струй текучей среды и твердых веществ выходит через внутренний круглый трубопровод 208 двойной колонны 202 гибких труб, как показано стрелками, обозначенными позицией 206.

Струйный наконечник 204 для псевдооживления размещен в первом положении по вертикали в слое 203 твердых веществ. После того, как содержание твердых веществ в смеси снижено, струйный наконечник 204 для псевдооживления можно опустить во второе положение по вертикали в слое 203 твердых веществ.

Обычно псевдооживляющую жидкость подают в форсунки 209 для выпуска текучей среды при абсолютном давлении от 0,05 до 0,25 МПа (от 0,5 до 2,5 бар) и/или при расходе от 50 до 250 л/мин. Давление и расход псевдооживляющей жидкости может меняться в зависимости от глубины скважины, размера трубопровода и т.д.

По мере удаления слоя 203 твердых веществ, колонну 202 гибких труб постепенно опускают дальше в скважину 201, пока не удален слой 203 твердых веществ. Твердые вещества, удаляемые из скважины 201, могут быть покрыты углеводородами, так что они должны быть отделены и очищены прежде чем их можно будет отправить в отходы подходящим образом. Предпочтительно этого достигают с использованием установки и способа, раскрытых в патентной заявке UK 1420257.6.

После того, как слой 203 твердых веществ удален, скважина 201 больше не забита, и ее можно обратно присоединить к технологической линии, поскольку она может добывать больше нефти, чем до процесса восстановления. Однако специалистам в данной области техники понятно, что из-за обеднения пласта добыча из этой скважины будет происходить при более низком давлении, чем давление в других скважинах на той же добывающей платформе. Следовательно, твердые вещества, по видимому, начнут снова накапливаться, но это займет некоторое время и в определенный период времени достигают экономически целесообразной дополнительной добычи нефти. К тому же, можно неоднократно проводить дальнейшее восстановление с использованием такого же процесса, как описано в этом документе.

На фиг. 4 показана схема трехфазного сепаратора и устройства для повышения давления для использования в способе, которые представляют другое воплощение этого изобретения.

На фиг. 4 показана установка для отделения твердых частиц от углеводородсодержащей текучей среды, добываемой на оборудовании для добычи нефти и/или газа. Оборудование включает три скважины 300, названные скважинами 1, 2 и 3,

соединенные с первичным добывающим трубопроводом в форме общего магистрального трубопровода 309. Понятно, что количество скважин 300 может быть большим или меньшим в любой конкретной реализации.

Первичный добывающий трубопровод 309 имеет расположенную выше по потоку часть 320 и расположенную ниже по потоку часть 322. К расположенной выше по потоку части 320 присоединен по меньшей мере один трехходовой клапан 301. Клапан 301 имеет первый выход 324, находящийся в сообщении по текучей среде с первичным добывающим трубопроводом 309, второй выход 326, находящийся в сообщении по текучей среде с блоком отделения твердых частиц, выполненным в общем как 328, и вход 330, выполненный с возможностью соединения со скважиной 300 для добычи нефти и/или газа. Первый и второй выходы 324, 326 клапана 301 выполнены с возможностью селективного соединения с расположенным выше по потоку концом 320 или с блоком 328 отделения твердых частиц. Клапан 301 или каждый из клапанов 301 выполнены с возможностью приведения в действие для выбора между соответствующими первым и вторым выходами 324, 326.

По меньшей мере один клапан 301 включает трехходовые клапаны 301, соединенные с расположенной выше по потоку частью 320. Каждый трехходовой клапан 301 имеет первый выход 324, находящийся в сообщении по текучей среде с первичным добывающим трубопроводом 309, второй выход 326, находящийся в сообщении по текучей среде с блоком 328 отделения твердых частиц, возможно через двухпозиционный клапан, и вход 330, при эксплуатации соединенный со скважиной 300 для добычи нефти и/или газа. Первый и второй выходы 324, 326 каждого трехходового клапана 301 выполнены с возможностью селективного соединения с расположенной выше по потоку частью 320 или с блоком 328 отделения твердых частиц, и трехходовые клапаны 301 выполнены с возможностью приведения в действие по отдельности для выбора между соответствующими первым и вторым выходами 324, 326.

Датчик давления 344 может регистрировать давление текучей среды на входе 330 клапана. Может быть обеспечено устройство 344 управления клапаном для переключения входа 330 в сообщение по текучей среде со вторым выходом 326, когда зарегистрированное давление текучей среды ниже заданного порогового значения давления или когда разность давления между зарегистрированным давлением и давлением в первичном добывающем трубопроводе 309 превышает заданную минимальную разность давления.

Блок 328 отделения твердых частиц имеет общий магистральный трубопровод 310, с которым соединен каждый выход 326 непосредственно или посредством промежуточного трубопровода и/или соединительной системы клапанов.

Блок 328 отделения твердых частиц включает по меньшей мере один сепаратор 303, 304 твердых веществ и имеет первый выход 306 для твердых веществ и второй выход 332 для текучей среды. Второй выход 332 для текучей среды находится в сообщении по текучей среде со входом 334 сепаратора 305 текучей среды, имеющего выход 336 для жидкости и выход 338 для газа. Выход 336 для жидкости находится в сообщении по текучей среде с расположенной ниже по потоку частью 332 посредством возвратного трубопровода 340.

Для регулирования потока жидкости из сепаратора 335 текучей среды в расположенную ниже по потоку часть 322 по возвратному трубопроводу 340 обеспечен контроллер 313.

В возвратном трубопроводе 340 расположен насос 308 для повышения давления, предназначенный для повышения давления жидкости в возвратном трубопроводе 340 и перекачки жидкости под давлением в возвратном трубопроводе 340 в направлении от сепаратора 305 текучей среды к расположенной ниже по потоку части 322.

Контроллер 313 выполнен с возможностью регулирования одного или более параметров из выходного давления насоса 308, расхода насоса 308 и функции включения /выключения насоса 308, в любом сочетании.

В этом воплощении контроллер 313 выполнен с возможностью регулирования выходного давления насоса 305 так, чтобы оно было выше давления жидкости в первичном добывающем трубопроводе 309, предпочтительно на заданную минимальную разность давления.

Датчик 312 давления для измерения давления жидкости в первичном добывающем трубопроводе 309 соединен с контроллером 313, чтобы выдавать сигнал давления на контроллер 313 для регулирования выходного давления насоса 305.

Датчик 311 резервуара, предпочтительно датчик уровня жидкости, измеряет количество жидкости в резервуаре 342 сепаратора 305 текучей среды. Контроллер 313 выдает управляющий сигнал для регулирования потока жидкости из сепаратора 305 текучей среды в расположенную ниже по потоку часть 322 по возвратному трубопроводу 340, когда количество жидкости превышает заданное пороговое значение. Управляющий сигнал настроен так, чтобы вызывать или пропускать поток жидкости из сепаратора 305 текучей среды в расположенную ниже по потоку часть 322, когда уровень жидкости в резервуаре 342 сепаратора 305 текучей среды превышает заданное пороговое значение

уровня. Управляющий сигнал может поддерживать уровень жидкости в резервуаре 342 сепаратора 305 текучей среды выше заданного минимального порогового значения уровня и/или ниже заданного максимального порогового значения уровня.

Насос 308 может быть предназначен для ограничения потока жидкости из расположенной ниже по потоку части 322 в сепаратор 305 текучей среды по возвратному трубопроводу 340, например, посредством обеспечения невозвратной конструкции. В проиллюстрированном воплощении в возвратном трубопроводе 340 расположен невозвратный клапан 314 между насосом 308 и первичным добывающим трубопроводом 309 для ограничения, предпочтительно предотвращения потока жидкости из расположенной ниже по потоку части 322 в сепаратор 305 текучей среды по возвратному трубопроводу 340. Невозвратный клапан 314 может быть саморегулирующимся так, что он открывается для пропускания через него потока в прямом направлении при заданном перепаде давления через невозвратный клапан 314. Альтернативно контроллер 313 может быть выполнен с возможностью регулирования невозвратного клапана, чтобы открывать его для пропускания потока через него в прямом направлении при заданном давлении в возвратном трубопроводе 340 выше по потоку от невозвратного клапана 314 или при заданном перепаде давления через невозвратный клапан 314. Контроллер 313 может быть выполнен с возможностью регулирования невозвратного клапана 314, чтобы открывать его для обеспечения протекания через него потока в прямом направлении, когда заданное давление в возвратном трубопроводе 340 выше по потоку от невозвратного клапана 314 выше давления жидкости в первичном добывающем трубопроводе 309 на заданную минимальную разность давления.

Газовый компрессор 316 возможно соединен с выходом 338 для газа сепаратора 305 текучей среды для обеспечения подачи сжатого газа из сепаратора 305 текучей среды. Обычно выход 307 газового компрессора 316 соединен с газовым добывающим трубопроводом (не показан) оборудования для добычи газа. Контроллер 313 может быть выполнен с возможностью регулирования выходного давления газового компрессора 316 так, чтобы оно было выше давления газа в газовом добывающем трубопроводе, возможно на заданную минимальную разность давления.

Следовательно, обеспечены настройки трехходовых клапанов 301 и двухпозиционных клапанов 302, которые позволяют направлять поток из любой скважины или группы скважин 300 либо в главный добывающий магистральный трубопровод 315, или через второй магистральный трубопровод 310 в трехфазный сепаратор и устройство для повышения давления. Давление в магистральном трубопроводе 310 может быть ниже, чем давление в добывающем магистральном

трубопроводе 309 например, равно атмосферному давлению. Если поток из скважины 1 выходит из обедненного пласта, эксплуатируемого при более низком давлении и также выносит песок, как описано в других воплощениях этого изобретения, тогда поток из этой скважины больше не направляют в основной добывающий магистральный трубопровод 309, но направляют через магистральный трубопровод 310 в сепаратор и систему повышения давления. Этого достигают посредством регулирования клапана 301 в скважине 1 и открывания клапана 302 скважины 1 так, что поток из скважины больше не поступает в основной добывающий магистральный трубопровод 309, но его направляют в магистральный трубопровод 310.

Поток из магистрального трубопровода 310 вначале направляют в первую установку 303 для отделения твердых веществ, как показано на фиг. 4. Предпочтительно сепаратор является таким, как описанный в патентной заявке UK 1420257.6, однако специалистам в данной области техники понятно, что он может представлять собой другой тип сепаратора твердых веществ. Текучая среда, из которой удалили твердые вещества, выходит из верха установки 303, и его направляют во второй сепаратор 304 твердых частиц. В некоторых вариантах реализации будет достаточно одного сепаратора твердых веществ, но в других вариантах реализации может потребоваться более двух сепараторов, но предпочтительно используют систему из двух сепараторов твердых веществ. Твердые вещества, отделенные с помощью 303 и 304, собирают на дне сепараторов, и они покидают систему, как показано стрелкой 306. Текучая среда, дополнительно очищенная от твердых веществ, выходит из 304, и ее подают в сепаратор нефти/газа и резервуар 305 для хранения текучей среды, показанный на фиг. 4.

Газ, отделенный от потока, выходит из 305 сверху, как обозначено позицией 307, и его собирают или сжигают в факеле хорошо известным способом. Возможно компрессор 316 используют для повышения давления газа до давления другого добываемого газа на платформе, так что собранный газ смешивают с основным добываемым газом.

Отделенную нефть собирают на дне резервуара 305, который снабжен датчиком 311 уровня, как описано в других воплощениях этого изобретения и схематически проиллюстрировано. Также измеряют давление в основном добывающем магистральном трубопроводе, используя датчик 312 давления. Уровень текучей среды как в сепараторе нефти/газа, так и в резервуаре 305 для хранения текучей среды и давление, измеренное в магистральном трубопроводе 309 связаны с контроллером 313. Дополнительно обеспечен насос 308 для повышения давления, также соединенный с контроллером 313. Контроллер запрограммирован так, чтобы использовать эти измерения для поддержания уровня в резервуаре 305 для хранения на заданном уровне, например, посередине резервуара. Как

только уровень текучей среды в резервуаре 305 для хранения достигает определенного уровня выше середины, контроллер 313 приводит в действие насос 308 для повышения давления, и давление текучей среды перекачиваемой из резервуара 305 для хранения, повышают до давления, которое выше давления основного добываемого потока в магистральном трубопроводе 309, измеренного датчиком 312 давления. Насос 308 для повышения давления продолжает снижать уровень жидкости в резервуаре 305 для хранения до тех пор, пока он не достигнет заданного уровня ниже середины, и в этот момент времени насос 308 для повышения давления прекращает перекачку. Невозвратный клапан 314 предотвращает возврат добываемой текучей среды обратно в сторону трехфазного сепаратора. Эта невозвратная функция может быть присуща насосу 308 для повышения давления как таковому. При выключении насоса 308 для повышения давления уровень в резервуаре 305 для хранения начинает снова повышаться, поскольку добыча из скважины 1 продолжается, и добываемый поток пропускают через сепараторы 303, 304. Как только уровень жидкости в резервуаре 305 для хранения опять повышается до заданного уровня выше середины, насос для повышения давления приводят в действие и цикл повторяют. Контроллер 313 может быть связан с отображающим устройством (не показано), где можно отображать измеренные параметры и состояние насоса. Предпочтительно насос 308 для повышения давления приводят в действие автоматически, как описано, но его может включать и выключать вручную оператор, который действует в ответ на отображаемые измеренные данные.

В упрощенной форме датчик 312 давления не требуется и насос 308 для повышения давления повышает давление нефти, удаляемой из резервуара 305 для хранения, посредством откачки от невозвратного клапана 314. Как только давление этой нефти становится выше давления нефти в добывающем магистральном трубопроводе 309, невозвратный клапан 314 открывается и нефть повышенного давления из резервуара 305 для хранения поступает в основной добываемый поток 315. В этом случае насосом 308 для повышения давления управляют с помощью контроллера 313, который использует только данные измерения уровня текучей среды в резервуаре 305 для хранения, обеспечиваемые датчиком 311. В этом воплощении датчик 312 давления отсутствует на фиг. 4, и контроллер 313 имеет один вход от датчика 311, и выходной сигнал от 313 включает и выключает насос 308 для повышения давления или регулирует его скорости, как показано на фиг. 4 и описано ранее, используя уровень текучей среды в резервуаре 305 для хранения.

Собранную в резервуаре 305 для хранения продукцию из скважины 1 низкого давления вначале очищают от твердых частиц и газа, как описано, и затем повышают

давление до такого давления, при котором ее можно смешивать с продукцией из других скважин, например, скважин 2 и 3, для того, чтобы внести вклад в общую производительность платформы, как проиллюстрировано позицией 315.

Используя установку и способ по описанному в этом документе предпочтительному воплощению, низкопродуктивную нефтяную скважину или группу нефтяных скважин, на которые оказало отрицательное влияние накопление твердых веществ в скважине или скважинах, можно восстановить посредством удаления твердых веществ и очистки. В экстремальных ситуациях скважина или скважины могут даже прекращать добычу нефти из-за этого накопления, и после восстановления могут возвращаться к добыче нефти. Продукцию из низкопродуктивной скважины или скважин можно очистить от любого количества выносимых твердых веществ, которые обычно представляют собой песок, и любого количества добываемого газа. После этого добываемую нефть собирают и затем повышают ее давление до более высокого давления, чтобы ее можно было смешивать с нефтью, добываемой из других скважин на той же платформе. Такая система позволит продолжать добычу нефти из этих скважин, пусть даже и при низком темпе, и вносить вклад в увеличение общей производительности платформы. Это также продлевает срок службы платформы и обеспечивает значительные преимущества по сравнению с современной практикой.

Настоящее изобретение, описанное в приложенной формуле изобретения, может быть реализовано во многих различных формах, и его не следует ограничивать воплощениями, изложенными в этом документе; напротив, эти воплощения представлены для того, чтобы это описание было подробным и полным и в полной мере доносило до сведения специалистов в данной области техники концепцию изобретения, определенную ф приложенной формуле изобретения.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ удаления твердых веществ из нефтяной скважины с использованием системы удаления твердых частиц, включающий стадии:

а) предоставление системы (200) удаления твердых частиц, включающей струйный наконечник (204) для псевдооживления, выполненный с возможностью размещения в слое (203) твердых веществ на дне скважины (201), первый протяженный трубопровод (207), проходящий от наконечника (204) и соединенный с источником псевдооживляющей жидкости, второй протяженный трубопровод (208), проходящий от наконечника (204) и соединенный с блоком (328) отделения твердых веществ, где наконечник (204) включает форсунки (209) для выпуска текучей среды, находящиеся в сообщении по текучей среде с первым протяженным трубопроводом (207), и вход (206) для псевдооживленной смеси твердых веществ в псевдооживляющей жидкости, находящийся в сообщении по текучей среде со вторым протяженным трубопроводом (208), где форсунки (209) для выпуска текучей среды окружают вход (206);

б) размещение струйного наконечника (204) для псевдооживления в слое (203) твердых веществ на дне скважины (201), где форсунки (209) для выпуска текучей среды обращены вниз;

с) подачу псевдооживляющей жидкости при абсолютном давлении от 0,05 МПа до 0,25 МПа (от 0,5 до 2,5 бар) и расходе от 50 до 250 л/мин в форсунки (209) для выпуска текучей среды из первого протяженного трубопровода (207), проходящего вверх от наконечника (204);

д) выпуск вниз струй псевдооживляющей жидкости из форсунок (209) для выпуска текучей среды для псевдооживления твердых веществ вблизи наконечника (204) в пределах псевдооживляющей жидкости, чтобы образовать псевдооживленную смесь твердых веществ в псевдооживляющей жидкости;

е) удаление псевдооживленной смеси из слоя (203) твердых веществ через вход (206) наконечника (204), окруженного форсунками (209) для выпуска текучей среды, причем вход (206) находится в сообщении по текучей среде со вторым протяженным трубопроводом (208), проходящим вверх от наконечника (204), и

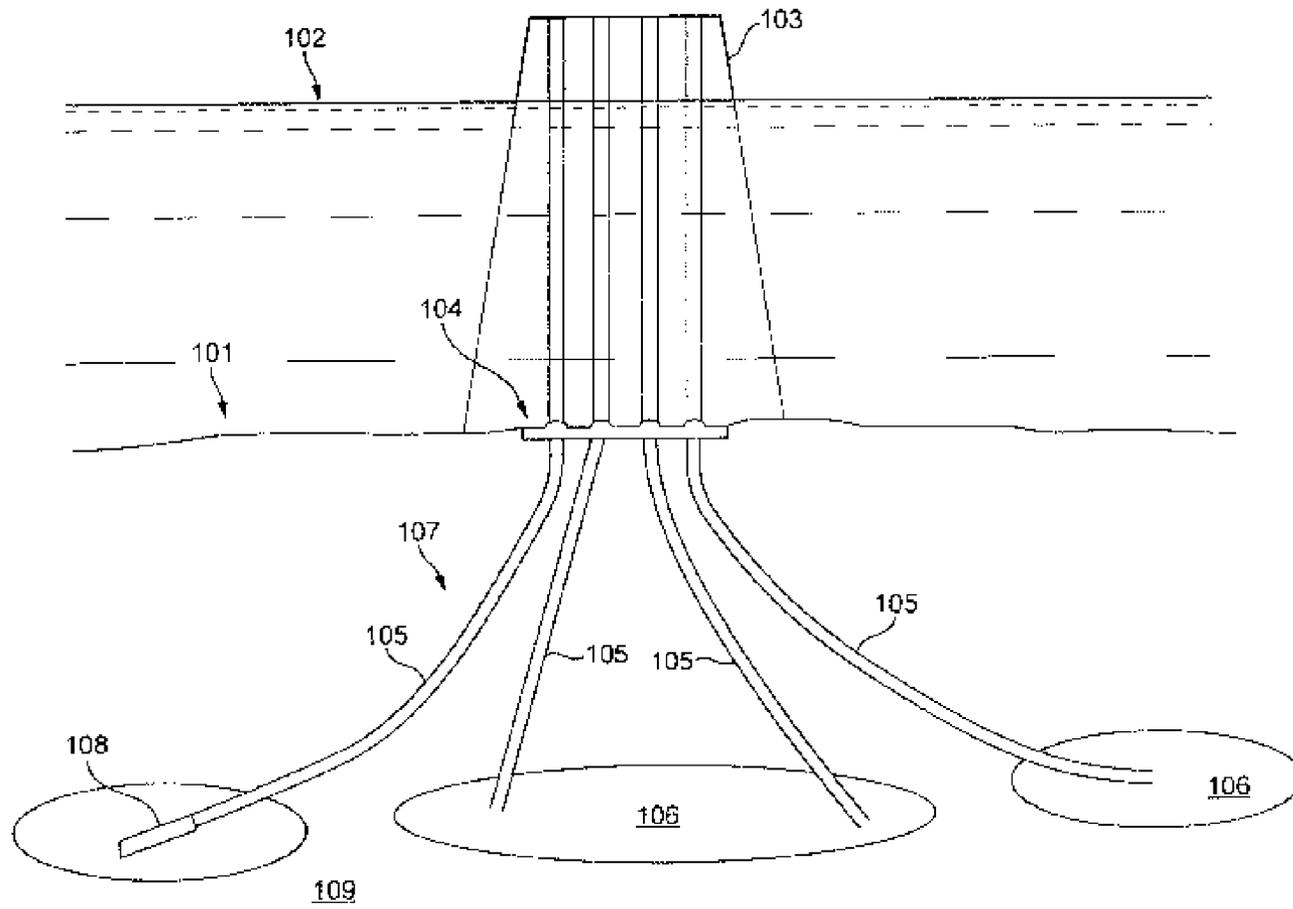
ф) транспортировку псевдооживленной смеси по второму протяженному трубопроводу (208) в блок (328) отделения твердых веществ, расположенный над скважиной (201).

2. Способ по п.1, в котором первый и второй протяженные трубопроводы (207, 208) являются коаксиальными.

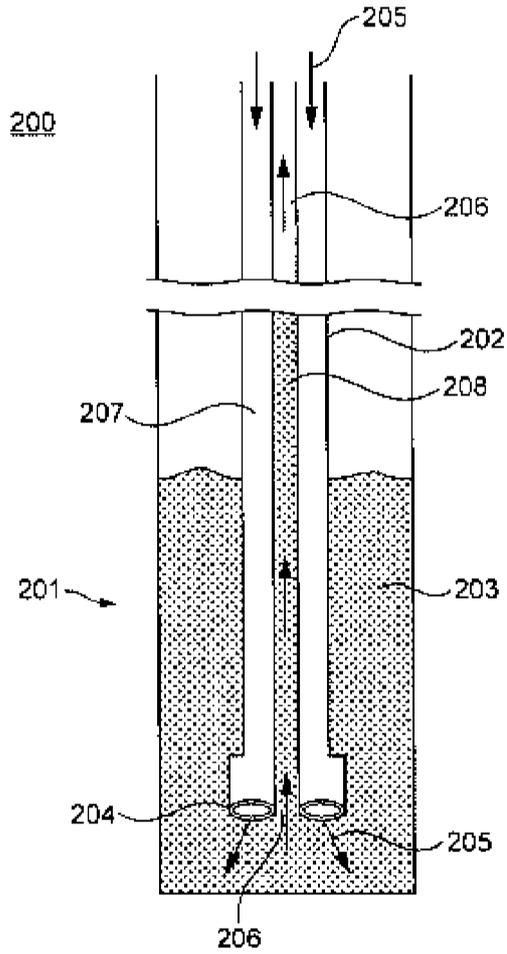
3. Способ по п.2, в котором первый протяженный трубопровод (207) окружает второй протяженный трубопровод (208).

4. Способ по любому из пп.1-3, в котором на стадии (b) наконечник (204) для псевдооживления располагают в первом положении по вертикали в слое (203) твердых веществ, и после того, как содержание твердых веществ уменьшено, наконечник (204) для псевдооживления опускают до второго положения по вертикали в слое (203) твердых веществ.

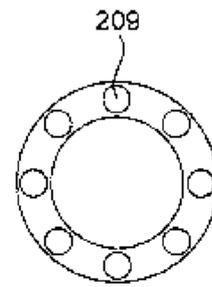
5. Способ по любому из пп.1-4, в котором псевдооживляющая жидкость представляет собой воду.



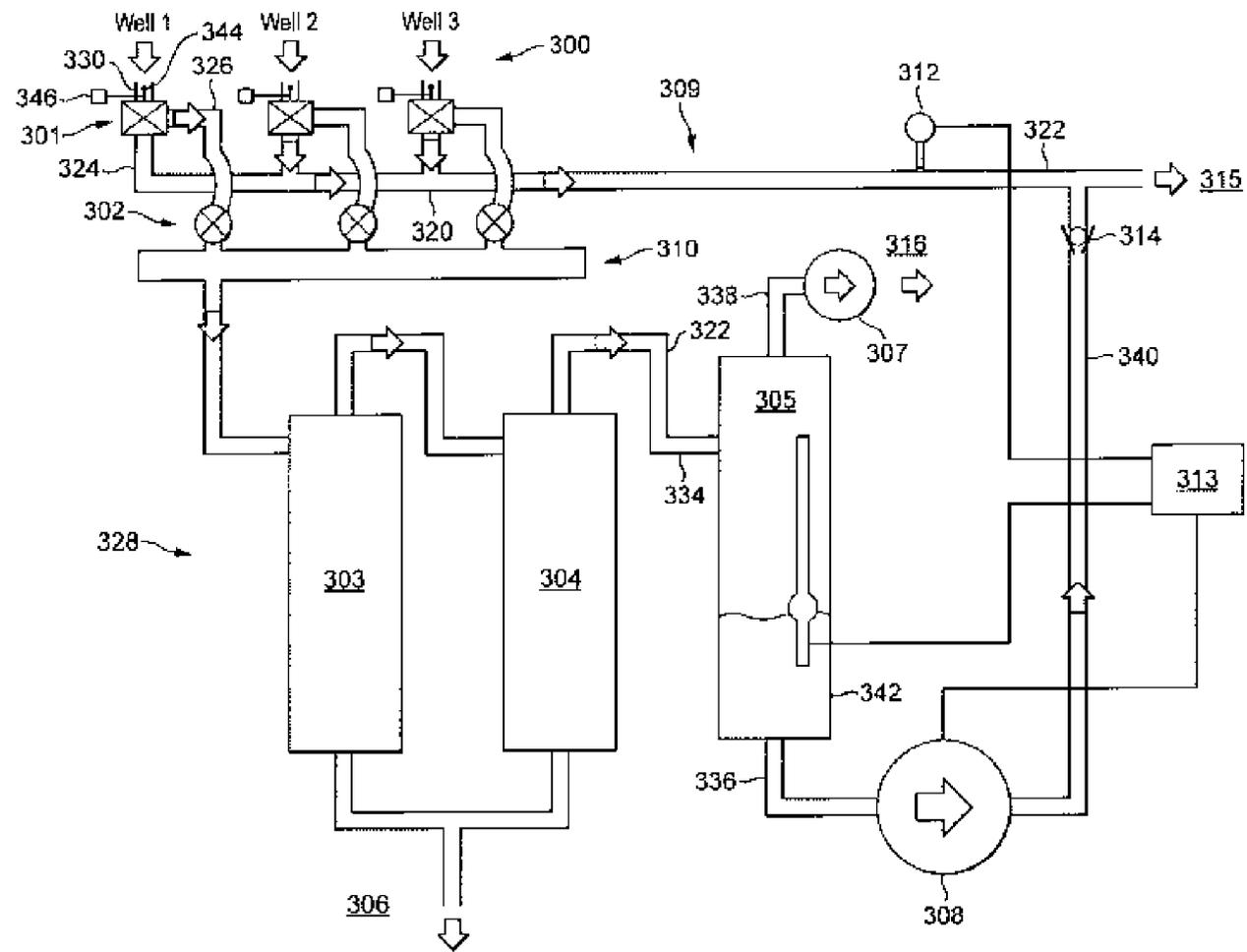
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4