

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **041236**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.09.29

(21) Номер заявки
201890470

(22) Дата подачи заявки
2015.08.11

(51) Int. Cl. **E21B 37/06** (2006.01)
C09K 8/52 (2006.01)
B08B 9/02 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ЧАСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, СПОСОБ
ОЧИСТКИ СТВОЛА ПОДЗЕМНОЙ СКВАЖИНЫ И СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ПОДЗЕМНОЙ СКВАЖИНЫ**

(43) **2018.09.28**

(86) **РСТ/МУ2015/000065**

(87) **WO 2017/026885 2017.02.16**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.
(NL)**

(56) US-A1-20140290958
US-A1-20140338916
US-A1-20060240994
US-A1-20050230114
US-A1-20080173448

(72) Изобретатель:
Фу Дайанкуй, Джаин Бипин (МУ)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(57) Изобретение относится к области обслуживания и бурения подземных скважин. В частности, настоящее изобретение относится к способам очистки внутренней части обсадной колонны, очистки ствола подземной скважины и цементирования подземной скважины, включающим применение водной обрабатывающей текучей среды, содержащей воду и гидрофобные волокна, имеющие диаметр от 8 до 50 мкм, для очистки обсадной колонны и поверхностей ствола скважины от буровых растворов на водной основе и твердых частиц бурового раствора.

041236

B1

041236
B1

Область техники

Изобретение относится к композициям и способам удаления буровых растворов из стволов подземных скважин.

Уровень техники

Во время строительства подземных скважин, обычной практикой во время и после бурения является помещение трубчатого тела в ствол скважины. Трубчатое тело может представлять собой бурильную трубу, обсадную трубу, хвостовик, колонну гибких труб или их комбинацию. Назначение трубчатого тела заключается в выполнении функции трубопровода, посредством которого можно осуществлять транспортировку необходимых флюидов из скважины, а также их сбор. Трубчатое тело обычно крепится в скважине посредством цементной оболочки. Цементная оболочка обеспечивает механическую поддержку и гидравлическое разобщение между пластами или слоями, в которые проходит скважина. Последняя функция предотвращает гидравлический межпластовый переток, который может привести к загрязнению. Например, цементная оболочка предотвращает поступление флюидов из нефте- или газоносных пластов на горизонт грунтовых вод и загрязнения питьевой воды. Кроме того, для повышения продуктивности скважины может быть предпочтительным обеспечить разобщение, например, газоносного пласта от нефтеносного пласта. Цементная оболочка обеспечивает гидравлическое разобщение за счет своей низкой проницаемости. Кроме того, плотное сцепление между цементной оболочкой и как трубчатым телом, так и стволом скважины, может предотвращать возникновение утечек.

Цементную оболочку помещают в кольцевой участок между наружной частью трубчатого тела и стенкой ствола подземной скважины путем закачивания цементного раствора вниз по внутренней части трубчатого тела, после чего он выходит через нижнюю часть и попадает в кольцевое пространство. Цементный раствор также может быть размещен посредством способа "обратного цементирования", при котором раствор закачивают непосредственно в кольцевое пространство. Во время процесса цементирования закачиванию цементного раствора часто предшествует буферная жидкость или промывочная жидкость с химическими реагентами для предотвращения смешивания с буровым раствором в стволе скважины. Эти жидкости также способствуют очистке поверхностей трубчатого тела и пласта, обеспечивая улучшенное сцепление цемента и разобщение пластов. После цементного раствора также может подаваться продавочная жидкость, такая как вода, соляной раствор или буровой раствор. Эта жидкость может оставаться внутри трубчатого тела после завершения процесса цементирования. Здесь и далее в настоящем документе термин "обсадная колонна" рассматривается как эквивалентный термину "трубчатое тело". Полное описание процесса цементирования и применения буферных жидкостей и промывочных жидкостей с химическими реагентами представлено в следующих публикациях: Piot B и Cuvillier G: Primary Cementing Techniques (Методики первичного цементирования), под ред. Nelson EB и Guillot D: Well Cementing-2nd Edition, Houston, Schlumberger (2006): 459-501. Daccord G, Guillot D и Nilsson F: Mud Removal (Вытеснение бурового раствора), под ред. Nelson EB и Guillot D: Well Cementing-2nd Edition, Houston, Schlumberger (2006): 143-189.

Из US 2013/0048285 A1 (опубл. 28.02.2013, МПК E21B 37/06, E21B 33/13) известно применение липофильных волокон для очистки скважины от неводных жидкостей за счет сродства липофильных волокон с неводными жидкостями. Волокна предпочтительно добавляют в буровой раствор, продавочную жидкость, промывочную жидкость, цементный раствор или их комбинации. Неводные жидкости, такие как раствор на масляной основе или эмульсионный раствор "вода в масле", притягиваются к волокнам по мере их циркуляции в стволе скважины. Недостатком данного технического решения является невозможность очистки скважины от текучих сред на водной основе и неэффективность удаления твердых частиц, прилипших к стволу скважины и скважинному оборудованию.

Ближайшим аналогом является техническое решение известное из US 2014/0290958 A1 (опубл. 02.10.2014, МПК E21B 37/06), представляющее собой способ удаления остатков бурового раствора из ствола скважины и скважинного оборудования с помощью композиции обрабатывающей жидкости, включающей наночастицы. Способ включает: нанесение пленки из твердых наночастиц на по меньшей мере часть поверхностей скважинного оборудования с помощью жидкости для обработки, включающей твердые наночастицы; и предоставление возможности твердым наночастицам взаимодействовать с поверхностями скважинного оборудования и остатками бурового раствора, прилипшими к поверхностям скважинного оборудования, для удаления по меньшей мере части остатков бурового раствора с поверхностей скважинного оборудования. Недостатком данного технического решения является невозможность удаления твердых частиц, прилипших к стволу скважины и скважинному оборудованию.

В большинстве операций первичного цементирования используется способ цементирования с двумя пробками (см. фиг. 1A-1D). После осуществления бурения интервала на необходимую глубину, бурильную трубу извлекают, оставляя ствол 101 скважины заполненным буровым раствором 102. Обсадную колонну 103 опускают на забой ствола скважины, вследствие чего происходит образование кольцевого пространства 104 между обсадной колонной и стволом скважины (фиг. 1A). Нижний конец обсадной колонны защищен направляющим башмаком или колонным башмаком 105 с обратным клапаном. Оба башмака представляют собой сужающиеся устройства, как правило, с пулевидным наконечником, которые направляют обсадную колонну к центру ствола для сведения к минимуму контакта с зазубрен-

ными краями или кавернами во время установки. Направляющий башмак отличается от колонного башмака с обратным клапаном тем, что первый не содержит обратный клапан. Обратный клапан может предотвращать обратный поток, или переток по принципу сообщающихся сосудов, жидкостей из кольцевого пространства в обсадную колонну. Центраторы 106 размещают вдоль секций обсадной колонны, чтобы предотвратить прихват обсадной колонны при ее опускании в скважину. Кроме того, центраторы удерживают обсадную колонну в центре ствола скважины, чтобы обеспечивать равномерное размещение цементной оболочки в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенкой ствола скважины.

По мере опускания обсадной колонны 103 в скважину, внутренняя часть обсадной колонны может заполняться буровым раствором 102. Основными целями операции первичного цементирования являются удаление бурового раствора из внутренней части обсадной колонны и ствола скважины, размещение цементного раствора в кольцевом пространстве и заполнение внутренней части обсадной колонны продавочной жидкостью, такой как буровой раствор, соляной раствор или вода.

Цементные растворы и буровые растворы часто химически несовместимы. Смешивание этих жидкостей может привести к образованию плотной или густой массы на поверхности раздела, которую будет трудно удалить из ствола скважины, что может не позволить равномерно разместить цементную оболочку по всему кольцевому пространству. Таким образом, для поддержания жидкостей в разделенном состоянии могут использоваться химические и физические средства. Промывочные жидкости 107 с химическими реагентами и буферные жидкости 108 могут закачивать после бурового раствора и перед цементным раствором 109 (фиг. 1B). Эти жидкости обладают дополнительным преимуществом, которое заключается в очистке поверхностей обсадной колонны и пласта, что способствует достижению хорошего сцепления цемента.

Цементировочные пробки представляют собой эластомерные приспособления, которые обеспечивают физический барьер между жидкостями, закачиваемыми внутрь обсадной колонны. Нижняя пробка 110 отделяет цементный раствор от бурового раствора, а верхняя пробка 111 отделяет цементный раствор от продавочной жидкости 112 (фиг. 1B-1C). Нижняя пробка содержит мембрану 113, которая разрушается после опускания на низ обсадной колонны, за счет чего образуется проход, по которому цементный раствор может протекать в кольцевое пространство (фиг. 1B). Верхняя пробка 111 не содержит мембрану; таким образом, после ее опускания на верхнюю часть нижней пробки, гидравлическое сообщение между внутренней частью обсадной колонны и кольцевым пространством прекращается (фиг. 1D). После завершения операции цементирования инженеры ожидают, пока цемент застынет, затвердеет и приобретет прочность, что называется ожиданием затвердения цемента (ОЗЦ). После завершения периода ОЗЦ можно приступать к повторному бурению, перфорированию или другим операциям.

Другим назначением нижней пробки является очистка с внутренней части обсадной колонны прилипшего бурового раствора или твердых частиц бурового раствора, в результате чего внутренняя поверхность обсадной колонны остается чистой, а материал бурового раствора выталкивается из обсадной колонны в кольцевое пространство.

Существуют определенные ситуации при первичном цементировании, при которых невозможно ввести нижнюю пробку в качестве разделителя между цементным раствором и жидкостями, которые были ранее закачены в ствол скважины. Такие операции предусматривают двухступенчатое цементирование и цементирование хвостовика. Если нижняя пробка отсутствует, слой из бурового раствора и твердых частиц бурового раствора может остаться на внутренней поверхности обсадной колонны. По мере прохождения цементного раствора по поверхности обсадной колонны, материал бурового раствора может войти в цементный раствор (или смешаться с ним), и такое загрязнение может привести к проблемам с химическими и реологическими свойствами.

Кроме того, по мере прохождения верхней пробки вниз по внутренней части обсадной колонны, она очищает поверхность обсадной колонны, но материал бурового раствора, который может скопиться под верхней пробкой, может и дальше загрязнять цементный раствор. В конце вытеснения большая часть этого загрязненного цементного раствора может остановиться в кольцевом пространстве между муфтой с обратным клапаном и колонным башмаком с обратным клапаном, тем самым серьезно ухудшая механические свойства цемента.

Раскрытие изобретения

Настоящее изобретение относится к способу очистки внутренней части обсадной колонны, включающему в себя этапы, на которых:

- (i) пробуривают ствол подземной скважины с использованием бурового раствора на водной основе;
- (ii) опускают обсадную колонну в ствол скважины, заполняя тем самым внутреннюю часть обсадной колонны буровым раствором;
- (iii) обеспечивают водную обрабатываемую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм; и
- (iv) закачивают водную обрабатываемую текучую среду через внутреннюю часть обсадной колонны и в кольцевое пространство, удаляя тем самым буровой раствор из внутренней части обсадной колонны и поверхности ствола скважины.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные

волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.

Согласно одному варианту осуществления полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна являются извитыми.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.

Согласно одному варианту осуществления водная обрабатывающая текучая среда дополнительно содержит одно или более поверхностно-активных веществ, причем одно или более поверхностно-активных веществ включают в себя анионные, катионные, неионогенные или цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества, или их комбинации.

Настоящее изобретение также относится к способу очистки ствола подземной скважины, которая пробурена с использованием бурового раствора на водной основе, включающему в себя этапы, на которых:

(i) обеспечивают водную обрабатывающую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм;

(ii) обеспечивают циркуляцию водной обрабатывающей текучей среды в стволе скважины и

(iii) удаляют водную обрабатывающую текучую среду из внутренней части обсадной колонны и поверхностей ствола скважины.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.

Согласно одному варианту осуществления полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.

Согласно одному варианту осуществления волокна являются извитыми.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.

Согласно одному варианту осуществления водная обрабатывающая текучая среда дополнительно содержит одно или более поверхностно-активных веществ, причем одно или более поверхностно-активных веществ включают в себя анионные, катионные, неионогенные или цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества, или их комбинации.

Согласно одному варианту осуществления водная обрабатывающая текучая среда включает в себя буровой раствор, буферную жидкость, промывочную жидкость с химическими реагентами, цементный раствор или их комбинации.

Настоящее изобретение также относится к способу цементирования подземной скважины, содержащей ствол скважины, который пробурен с использованием бурового раствора на водной основе, включающему в себя этапы, на которых:

(i) помещают обсадную колонну внутрь ствола скважины, формируя тем самым кольцевое пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины;

(ii) обеспечивают водную обрабатывающую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм;

(iii) нагнетают водную обрабатывающую текучую среду во внутреннюю часть обсадной колонны и через нее, причем водная обрабатывающая текучая среда не предваряется нижней пробкой;

(iv) удаляют водную обрабатывающую текучую среду из внутренней части обсадной колонны и поверхностей ствола скважины в отсутствие применения пробки;

(v) обеспечивают цементный раствор; и

(vi) помещают цементный раствор в кольцевое пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.

Согласно одному варианту осуществления полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.

Согласно одному варианту осуществления волокна являются извитыми.

Согласно одному варианту осуществления гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.

Согласно одному варианту осуществления цементный раствор дополнительно содержит гидрофобные твердые частицы.

Согласно одному варианту осуществления водная обрабатывающая текучая среда включает в себя буровой раствор, буферную жидкость, промывочную жидкость с химическими реагентами или цементный раствор, или их комбинации.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1А-1D показана последовательность этапов, происходящих во время операции первичного цементирования с двумя пробками.

На фиг. 2 показана описанная водная обрабатывающая текучая среда, которая очищает внутренние поверхности обсадной колонны.

На фиг. 3 показана описанная водная обрабатывающая текучая среда, которая очищает внешние поверхности обсадной колонны, а также поверхность стенки ствола скважины.

Описание предпочтительных вариантов осуществления изобретения

Прежде всего, следует отметить, что при разработке любого такого фактического варианта осуществления принимаются различные характерные для реализации решения для достижения конкретных целей проектировщика, например, для соблюдения связанных с системой или хозяйственной деятельностью ограничений, которые отличаются в разных реализациях. Более того, следует понимать, что такая работа по разработке может быть сложной и времязатратной, но, тем не менее, будет обычной практикой для специалистов в данной области техники, реализующих настоящее изобретение. Кроме того, композиция, используемая/описанная в настоящем документе, также может содержать некоторые компоненты, отличающиеся от указанных. В разделах "Раскрытие изобретения" и "Подробное описание изобретения" каждое числовое значение следует рассматривать, как модифицированное термином "приблизительно" (кроме случаев, когда оно уже в явной форме модифицировано таким образом), а затем рассматривать, как не модифицированное таким образом, если из контекста не вытекает иное. Термин "приблизительно" следует понимать, как любое число или диапазон в пределах 10% от указанного числа или диапазона (например, диапазон от приблизительно 1 до приблизительно 10 охватывает диапазон от 0,9 до 11). Также, при прочтении разделов "Раскрытие изобретения" и "Подробное описание изобретения" следует понимать, что под диапазоном концентраций, перечисленным или описанным как используемый, подходящий и т.п., подразумевается любая концентрация в пределах указанного диапазона, включая крайние значения. Например, "диапазон от 1 до 10" следует рассматривать, как означающий все возможные числа от приблизительно 1 до приблизительно 10. Кроме того, одно или более значений в представленных примерах могут комбинироваться друг с другом, или могут комбинироваться с одним из значений в описании для создания диапазона, и, таким образом, включают в себя каждое возможное значение или число в пределах этого диапазона. Таким образом, даже если определенные значения в пределах диапазона, или ни одно из значений в пределах диапазона, в явном виде указаны или обозначены несколькими конкретными значениями, следует понимать, что авторы изобретения подразумевают и понимают под этим, что все значения в пределах диапазона следует рассматривать, как указанные, и что авторы изобретения имеют в виду весь диапазон и значения в пределах этого диапазона.

Варианты осуществления относятся к композициям и способам очистки поверхностей обсадной колонны, покрытых буровым раствором на водной основе и твердыми частицами бурового раствора. Такие композиции также могут использоваться для очистки поверхностей ствола скважины, покрытых буровым раствором на водной основе и твердыми частицами бурового раствора.

Согласно одному аспекту варианты осуществления относятся к способам очистки внутренней части обсадной колонны. Ствол подземной скважины пробуривают с использованием бурового раствора на водной основе. Обсадную колонну затем опускают в ствол скважины, вследствие чего происходит заполнение внутренней части обсадной колонны буровым раствором. Затем получают водную обрабатывающую текучую среду, которая содержит воду и гидрофобные волокна. Обрабатывающую текучую среду закачивают через внутреннюю часть обсадной колонны, вследствие чего происходит удаление бурового раствора из внутренней части обсадной колонны.

Согласно другому аспекту варианты осуществления относятся к способам очистки ствола подземной скважины, которая пробурена с использованием бурового раствора на водной основе. Получают водную обрабатывающую текучую среду, которая содержит воду и гидрофобные волокна. Обеспечивают циркуляцию обрабатывающей текучей среды в стволе скважины, а затем удаляют ее из ствола скважины.

Согласно еще одному аспекту варианты осуществления относятся к способам цементирования подземной скважины, содержащей ствол скважины, который пробурен с использованием бурового раствора на водной основе. Обсадную колонну помещают внутрь ствола скважины, вследствие чего происходит образование кольцевого пространства между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины. Получают водную обрабатывающую текучую среду, которая содержит воду и гидрофобные волокна. Обрабатывающую текучую среду затем закачивают во внутреннюю часть обсадной колонны и прокачивают через нее, причем перед закачиванием обрабатывающей текучей среды нижнюю пробку не вводят. Обрабатывающую текучую среду затем удаляют из внутренней части обсадной колонны. Затем цементный раствор получают и помещают в кольцевое пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины. Цементный раствор может дополнительно содержать такие же гидрофобные твердые частицы, что и в водной обрабатывающей текучей среде.

Во всех аспектах цементный раствор может содержать портланд-цемент, кальциевоалюминатный цемент, смеси извести и кремнезема, зольную пыль, доменный шлак, цеолиты, геополимеры или химически связанные керамические материалы на основе фосфатов, или их комбинации. Цементный раствор

может дополнительно содержать добавки, включающие в себя ускорители отверждения, замедлители отверждения, наполнители, утяжелители, добавки для снижения водоотдачи, диспергирующие вещества, азот, воздух, газогенерирующие добавки, противопеняющие вещества или добавки для борьбы с поглощением бурового раствора, или их комбинации.

Во всех аспектах гидрофобные волокна могут включать в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна или полиамидные волокна, или их комбинации. Полиэфирные волокна могут быть получены из полимолочной кислоты. Полиэфирные волокна могут быть получены из полимолочной кислоты. Полиэфирные волокна могут содержать полигликолид или полигликолевую кислоту (PGA), полимолочную кислоту (PLA), поликапролактон (PCL), полигидроксиалканоат (PHA), полигидроксибутират (PHB), полиэтиленадипинат (PEA), полибутиленисукцинат (PBS), сополимер 3-гидроксибутирата и 3-гидроксивалерата (PHBV), полиэтилентерефталат (PET), полибутилентерефталат (PBT), политриметилентерефталат (PTT) или полиэтиленнафталат (PEN), или их комбинации. Полиэфирные волокна могут включать в себя укороченное штапельное PLA волокно, доступное от компании Fiber Innovation Technology, Джонсон-Сити, Теннесси, США.

Полиамидные волокна могут включать в себя NYLON-6, NYLON-11, NYLON-12, NYLON-6,6, NYLON-4,10, NYLON-5,10, PA6/66 DuPont ZYTEL [21]), PA6/6T BASF ULTRAMID T [22]), PA6I/6T DuPont SELAR PA [23], PA66/6T DuPont ZYTEL HTN или PA4T DSM Four Tii, или их комбинации.

Во всех аспектах волокна могут иметь диаметр от 1 до 50 мкм или от 5 до 30 мкм, или от 10 до 15 мкм. Волокна могут иметь длину от 2 до 20 мм или от 4 до 12 мм, или от 6 до 8 мм. Волокна могут присутствовать в концентрации от 0,6 до 14 кг/м³ или от 1,2 до 10 кг/м³, или от 3 до 8 кг/м³.

Во всех аспектах волокна могут быть извитыми. Согласно настоящему изобретению под извитками понимаются гофры, волны или последовательность изгибов, витков и волн в пряди волокна. Извитки могут быть естественного происхождения или выполнены механическим или химическим образом. Извиток может иметь множество характеристик, среди которых - его величина, частота, параметр и тип. Согласно настоящему изобретению извиток характеризуется изменением при направленном повороте линии, касательной к волокну, по мере прохождения точки касания вдоль волокна. Два изменения при повороте составляют один извиток. Частота извитков - это количество извитков или волн на единицу длины растянутого или распрямленного волокна. Другим параметром является коэффициент извивания, K1 (ур. 1).

$$K1 = \frac{Lv - Lk}{Lv}, \quad (\text{ур. 1})$$

где Lk - длина извитого волокна в расслабленном, ненапряженном состоянии; а Lv - длина того же волокна в растянутом состоянии (т.е. при котором волокно проходит практически прямолинейно, без сгибов).

Согласно настоящему изобретению волокна могут иметь частоту извитков от 1 извитка на сантиметр до 6 извитков на сантиметр или от 1 извитка на сантиметр до 5 извитков на сантиметр, или от 1 извитка на сантиметр до 4 извитков на сантиметр. Значение K1 может составлять от 2 до 15 или от 2 до 10, или от 2 до 6.

Во всех аспектах обрабатывающие текучие среды могут дополнительно содержать поверхностно-активные вещества.

Поверхностно-активные вещества могут включать в себя анионные поверхностно-активные вещества, катионные поверхностно-активные вещества, неионогенные поверхностно-активные вещества или цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества, или их комбинации. Анионные поверхностно-активные вещества могут включать в себя сульфаты, сульфонаты, фосфаты или карбоксилаты, или их комбинации. Анионные поверхностно-активные вещества могут включать в себя лаурилсульфат аммония, лаурилсульфат натрия, лауретсульфат натрия, миретсульфат натрия, диоктилсульфосукцинат натрия, перфтороктан сульфонаты, перфторбутан сульфонаты, алкилбензолсульфонаты, алкиларилэфирфосфаты, алкилэфирфосфаты, алкилкарбоксилаты, саркозинаты, перфторнонаноаты или перфтороктаноаты, или их комбинации. Катионные поверхностно-активные вещества могут включать в себя первичные, вторичные или третичные амины или четвертичные аммониевые соли, или их комбинации. Неионогенные поверхностно-активные вещества могут включать в себя длинноцепочечные спирты, этоксилированные спирты, простые алкилэфиры полиэтиленгликоля, простые алкилэфиры полиоксипропиленгликоля, простые алкилэфиры глюкозида, простые октилфеноловые эфиры полиоксиэтиленгликоля, простые алкилфеноловые эфиры полиоксиэтиленгликоля, сложные алкиловые эфиры глицерина, сложные алкиловые эфиры полиоксиэтиленгликоля и сорбита, сложные алкиловые эфиры сорбита, кокамид DEA, кокамид MEA, додецилдиметиламиноксид, блок-сополимеры полиэтиленгликоля или полипропиленгликоля или полиэтоксилированный таловый амин, или их комбинации. Цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества могут включать в себя султайны или бетаины, или их комбинации. Поверхностно-активные вещества могут присутствовать в концентрации от приблизительно 0,1 до 50 об.% или от 0,5 до 30 об.%, или от 1 до 10 об.%.

Один неограничивающий пример способа изображен на фиг. 2. Обсадная колонна 101 находится в

стволе скважины, а твердые частицы 202 бурового раствора осели на ее внутренней поверхности. Обрабатывающая текучая среда, содержащая гидрофобные волокна 205, течет вниз 203 внутри обсадной колонны, вытесняя буровой раствор 204. За счет гидрофобности волокон происходит удаление твердых частиц бурового раствора с поверхности обсадной колонны по мере прохождения обрабатывающей текучей среды вниз по внутренней части обсадной колонны.

После выхода обрабатывающей текучей среды с низа обсадной колонны, жидкость может продолжать очищать наружную поверхность обсадной колонны 101 и поверхность 301 ствола скважины (фиг. 3). Обрабатывающая текучая среда, содержащая гидрофобные волокна 205, течет вверх 303 в кольцевом пространстве 302. За счет гидрофобности волокон происходит удаление твердых частиц бурового раствора с поверхностей обсадной колонны и пласта по мере перемещения обрабатывающей текучей среды вверх по кольцевому пространству.

Пример 1. Следующие примеры предназначены для подробного пояснения настоящего изобретения.

Испытание с использованием ротора проводили, чтобы оценить способность композиций обрабатывающих текучих сред к удалению бурового раствора на водной основе с поверхностей обсадной колонны. Оборудованием для испытания был ротационный вискозиметр Chan 35™, доступный от компании Chandler Engineering, Талса, Оклахома, США. Вискозиметр был оснащен чашей диаметром 85 мм для проведения испытаний при температуре 25°C. Ротор с закрытым пазом, длиной 73,30 мм и диаметром 40,70 мм, использовали для имитации поверхности обсадной колонны. Ротор содержал поверхность из нержавеющей стали, подвергнутую пескоструйной обработке, со средней шероховатостью 1,4 мкм.

Получали буровой раствор на водной основе DUO-VIS (доступный от компании MI-SWACO, Хьюстон, Техас, США) с плотностью 1180 кг/м³. В растворе DUO-VIS использовался биополимер на основе ксантановой камеди в качестве загустителя. В качестве утяжелителя использовался карбонат кальция.

Ротор опускали в буровой раствор и оставляли в неподвижном состоянии на 10 мин. После извлечения ротора, ровный и однородный слой бурового раствора покрывал ротор. Ротор оставляли в неподвижном состоянии на 2 мин, чтобы дать стечь избыточному буровому раствору. Затем ротор помещали в испытываемую жидкость и вращали с частотой 100 об/мин в течение 2 мин. После завершения периода вращения ротор извлекали и подвергали визуальному осмотру на предмет бурового раствора, оставшегося на поверхности ротора.

Первой жидкостью, в которую опускали ротор, была вода. После завершения периода вращения и извлечения ротора, по-прежнему наблюдался буровой раствор, покрывающий поверхность ротора.

Второй жидкостью, в которую опускали ротор, была вода, содержащая 0,28 кг/л гидрофобных волокон. Волокна представляли собой укороченные штапельные PLA волокна, доступные от компании Fiber Innovation Technology, Джонсон-Сити, Теннесси, США. Длина и диаметр волокон составляли 6 мм и 12 мкм соответственно. После завершения периода вращения и извлечения ротора, поверхность ротора была чистой, без следов присутствия бурового раствора.

Хотя выше было подробно описано несколько примерных вариантов осуществления, специалистам в данной области техники будет очевидно, что множество модификаций может быть внесено в иллюстративные варианты осуществления без существенного отхода от сути настоящего изобретения. Соответственно, все такие модификации входят в объем настоящего изобретения, определенный в следующей далее формуле изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ очистки внутренней части обсадной колонны, включающий в себя этапы, на которых
 - (i) пробуривают ствол подземной скважины с использованием бурового раствора на водной основе;
 - (ii) опускают обсадную колонну в ствол скважины, заполняя тем самым внутреннюю часть обсадной колонны буровым раствором;
 - (iii) обеспечивают водную обрабатывающую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм; и
 - (iv) закачивают водную обрабатывающую текучую среду через внутреннюю часть обсадной колонны и в кольцевое пространство, удаляя тем самым буровой раствор из внутренней части обсадной колонны и поверхности ствола скважины.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.
3. Способ по п.2, отличающийся тем, что полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.
4. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидрофобные волокна являются извитыми.
5. Способ по п.2, отличающийся тем, что гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.
6. Способ по п.1, отличающийся тем, что водная обрабатывающая текучая среда дополнительно со-

держит одно или более поверхностно-активных веществ, причем одно или более поверхностно-активных веществ включают в себя анионные, катионные, неионогенные или цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества, или их комбинации.

7. Способ очистки ствола подземной скважины, которая пробурена с использованием бурового раствора на водной основе, включающий в себя этапы, на которых:

(i) обеспечивают водную обрабатывающую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм;

(ii) обеспечивают циркуляцию водной обрабатывающей текучей среды в стволе скважины; и

(iii) удаляют водную обрабатывающую текучую среду из внутренней части обсадной колонны и поверхностей ствола скважины.

8. Способ по п.7, отличающийся тем, что гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.

9. Способ по п.8, отличающийся тем, что полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.

10. Способ по п.7, отличающийся тем, что волокна являются извитыми.

11. Способ по п.7, отличающийся тем, что гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.

12. Способ по п.7, отличающийся тем, что водная обрабатывающая текучая среда дополнительно содержит одно или более поверхностно-активных веществ, причем одно или более поверхностно-активных веществ включают в себя анионные, катионные, неионогенные или цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества, или их комбинации.

13. Способ по п.7, отличающийся тем, что водная обрабатывающая текучая среда включает в себя буровой раствор, буферную жидкость, промывочную жидкость с химическими реагентами, цементный раствор или их комбинации.

14. Способ цементирования подземной скважины, содержащей ствол скважины, который пробурен с использованием бурового раствора на водной основе, включающий в себя этапы, на которых:

(i) помещают обсадную колонну внутрь ствола скважины, формируя тем самым кольцевое пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины;

(ii) обеспечивают водную обрабатывающую текучую среду, содержащую воду и гидрофобные волокна, причем волокна имеют диаметр от 8 до 50 мкм;

(iii) нагнетают водную обрабатывающую текучую среду во внутреннюю часть обсадной колонны и через нее, причем водная обрабатывающая текучая среда не предваряется нижней пробкой;

(iv) удаляют водную обрабатывающую текучую среду из внутренней части обсадной колонны и поверхностей ствола скважины в отсутствие применения пробки;

(v) обеспечивают цементный раствор и

(vi) помещают цементный раствор в кольцевое пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и стенкой ствола скважины.

15. Способ по п.14, отличающийся тем, что гидрофобные волокна включают в себя полиэфирные волокна, полиалкеновые волокна, полиамидные волокна или их комбинации.

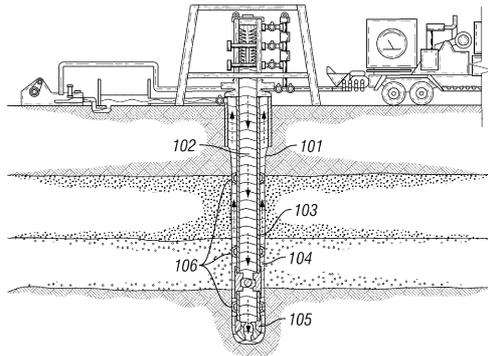
16. Способ по п.15, отличающийся тем, что полиэфирные волокна получены из полимолочной кислоты.

17. Способ по п.15, отличающийся тем, что волокна являются извитыми.

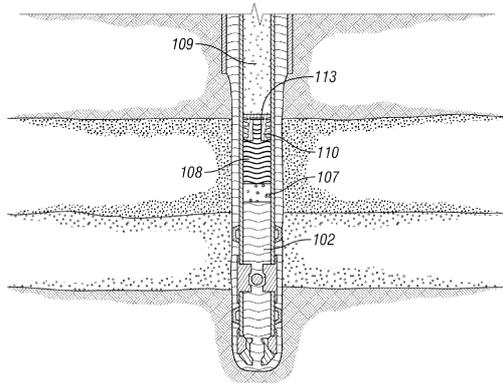
18. Способ по п.15, отличающийся тем, что гидрофобные волокна имеют диаметр от 10 до 20 мкм, предпочтительно от 10 до 15 мкм и длину от 2 до 20 мм, предпочтительно от 4 до 12 мм, более предпочтительно от 6 до 8 мм.

19. Способ по п.14, отличающийся тем, что цементный раствор дополнительно содержит гидрофобные твердые частицы.

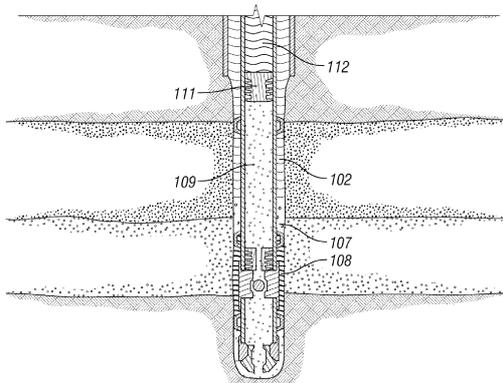
20. Способ по п.14, отличающийся тем, что водная обрабатывающая текучая среда включает в себя буровой раствор, буферную жидкость, промывочную жидкость с химическими реагентами, или цементный раствор, или их комбинации.



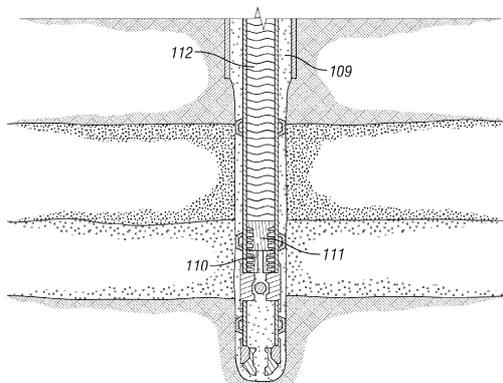
Фиг. 1А



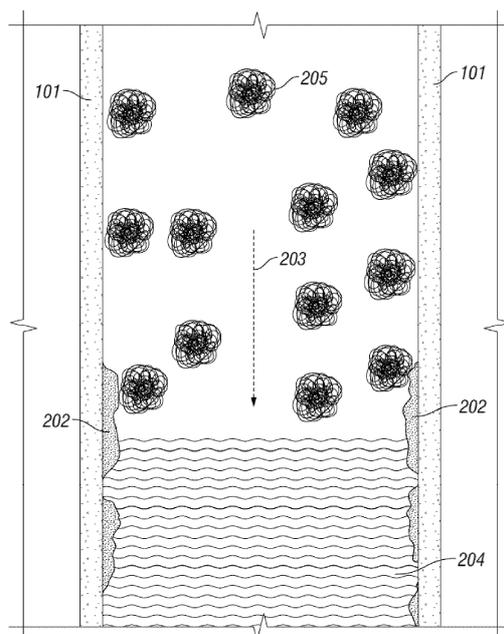
Фиг. 1В



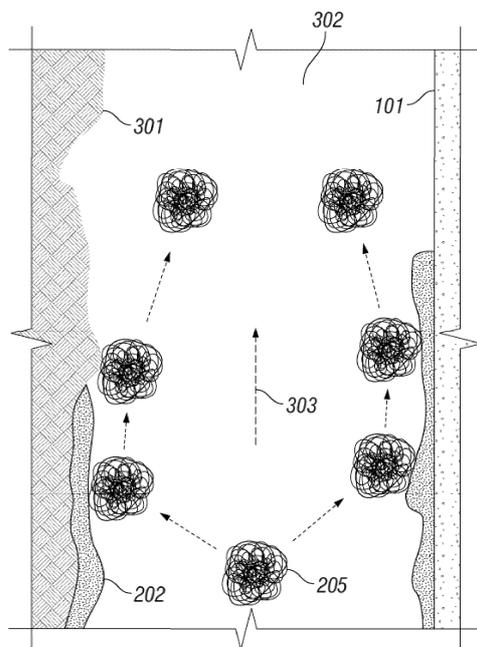
Фиг. 1С



Фиг. 1D



Фиг. 2



Фиг. 3